



**Filipa Andreia dos  
Santos Agostinho de  
Oliveira Gomes**

**Potencial da Micro-cogeração nos sectores  
Residencial e de Serviços**



**Filipa Andreia dos  
Santos Agostinho de  
Oliveira Gomes**

**Potencial da Micro-cogeração nos sectores  
Residencial e de Serviços**

Dissertação apresentada à Universidade de Aveiro para cumprimento dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Sistemas Energéticos Sustentáveis, realizada sob a orientação científica do Doutor Fernando José Neto da Silva, Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade de Aveiro

## **o júri**

Presidente

**Doutor Luís António da Cruz Tarelho**

Professor Auxiliar do Departamento de Ambiente e Ordenamento da Universidade de Aveiro

Vogais

**Doutor Manuel Arlindo Amador de Matos**

Professor Auxiliar do Departamento de Ambiente e Ordenamento da Universidade de Aveiro

**Doutor Fernando José Neto da Silva**

Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade de Aveiro

## **Agradecimentos**

O desenvolvimento deste trabalho contou com a colaboração, consciente ou inconsciente, de algumas pessoas, as quais gostaria de destacar o meu agradecimento.

Em primeiro lugar, gostaria de agradecer ao meu orientador, Professor Doutor Fernando José Neto da Silva, pelas orientações científicas, sugestões, conhecimentos, por toda a motivação, disponibilidade, compreensão e pela aposta neste trabalho e em mim, que me deu a oportunidade de vivenciar novas experiências que me enriqueceram tanto a nível profissional como a nível pessoal.

Ao Nuno Leite, Nélon Sá, Paula Quinteiro e Ana Carvalho pelos dados disponibilizados para o desenvolvimento das simulações.

Aos meus amigos, aos mais presentes e aos mais distantes, que sempre me apoiaram e sempre que precisei estavam ao meu lado. Pelas palavras de encorajamento, amizade e apoio.

Ao pessoal de Aveiro pelos momentos de escape e diversão em especial à Anita pela paciência, pela invasão e por me ter acolhido sempre com um sorriso, à Luzinha e à Ângela pelas tardes de trabalho partilhadas e pela companhia.

Para finalizar, quero dedicar este trabalho à minha mãe por me mostrar todos os dias o verdadeiro significado de força e agradecer às pessoas mais importantes da minha vida, o meu pai, a minha mãe, a minha irmã e o meu irmão por toda a paciência, apoio, encorajamento e por me acompanharem ao longo de todo o meu percurso.

## palavras-chave

Micro-cogeração, sector residencial, sector de serviços, motor Stirling, motor de combustão interna, célula de combustível.

## Resumo

A produção combinada de calor e electricidade também denominada de micro-cogeração é uma tecnologia emergente com o potencial para proporcionar quer uma melhoria da eficiência energética quer benefícios ambientais através da redução do consumo de energia primária e das emissões associadas de gases com efeito de estufa. A natureza da produção descentralizada associada a esta tecnologia possui igualmente o potencial de reduzir perdas associadas às ineficiências na transmissão e distribuição de electricidade assim como aliviar problemas de procura nos picos de consumo podendo assumir um impacto profundo no sistema energético português.

Esta tese pretende contribuir para a clarificação do potencial da micro-cogeração nos sectores residencial e de serviços tendo em conta o actual panorama energético português bem como os condicionalismos legais e regulamentares à produção combinada de electricidade e calor em regime de micro-cogeração. Nestes termos, foi efectuado um estudo de viabilidade técnica e económica a vários sistemas de micro-cogeração a utilizar nos domínios residencial e de serviços tendo em conta a sua especificidade e os padrões temporais de consumo típicos e considerando as várias tecnologias disponíveis. Foram ainda analisados os diferentes cenários propostos, comparativamente aos casos de referência, nos quais se utiliza gás natural e electricidade de abastecimento público.

Na condução de avaliação dos sistemas de micro-cogeração foi utilizado o software HOMER a ferramenta de simulação desenvolvida pelo National Renewable Energy Laboratory do Departamento de Energia dos Estados Unidos devidamente adaptada à realidade nacional.

Os resultados mostram que a utilização da micro-cogeração resulta numa redução do consumo de energia primária, embora as tecnologias analisadas apresentem impactos bastante diferentes. A análise económica demonstra que a viabilidade de utilização das tecnologias analisadas é fortemente condicionada por diversos factores nomeadamente pelo perfil de consumo energético e pelo custo de investimento na tecnologia.

Mau grado os benefícios ambientais e energéticos decorrentes da utilização de sistemas de micro-cogeração, nas actuais condições a respectiva viabilidade técnico-económica é ainda incerta. Neste trabalho são apontadas e ilustradas as condições que possibilitariam a verificação da viabilidade económica de utilização destes sistemas em Portugal.

**keywords**

Micro-cogeneration, residential, services, Stirling engine, internal combustion engine, fuel cell.

**abstract**

The combined heat and power also known as micro-CHP is an emerging technology with the potential to provide an improvement in energy efficiency as well as environmental benefits by reducing the primary energy consumption and emissions of greenhouse gases associated. The nature of decentralized generation associated with this technology also has the potential to reduce losses associated with inefficiencies in the transmission and distribution grids as well as alleviate problems of demand in peak load. This may take a profound impact on the Portuguese energy system.

This thesis aims to contribute to the clarification of the potential of micro-cogeneration in the residential and services given the current energy scenario and the Portuguese legal constraints and regulations for combined heat and power. Accordingly, a technical and economic feasibility study was made for various micro-cogeneration systems to be used in residential areas and services taking into account its specificity and temporal patterns of typical consumption and considering the various technologies available. The different scenarios proposed were also analyzed, compared to the reference cases with use natural gas and electricity from public supply.

Conducting the evaluation of the micro-cogeneration systems HOMER software was used. HOMER is the simulation tool developed by the National Renewable Energy Laboratory, Department of Energy of United States of America duly adapted to the portuguese reality.

The results show that the use of micro-cogeneration results in a reduction of primary energy consumption, although the technologies analyzed show very different impacts. The economic analysis shows that the feasibility of using the technologies examined is strongly influenced by several factors including the profile of energy consumption and the cost of the technology.

Despite the environmental and energy benefits from the use of micro-cogeneration, in the present conditions their techno-economic feasibility is still uncertain. This paper outlined and illustrated the conditions that make possible the verification of the economic viability of such systems in Portugal.



## Índice Geral

1. Introdução.....	12
1.1. Enquadramento .....	12
1.2. Objectivos .....	13
1.3. Organização .....	14
2. Sector Energético Português .....	17
2.1. Caracterização e Indicadores .....	17
2.2. Políticas Energéticas e Ambientais .....	21
2.3. Sistema Eléctrico Nacional.....	23
2.4. Sistema de Gás Natural.....	26
3. Microgeração .....	28
3.1. Aspectos gerais.....	28
3.2. Enquadramento legal .....	29
3.3. Aspectos Regulamentares.....	31
3.3.1. Decreto-Lei nº68/2002 de 25 de Março.....	31
3.3.2. Decreto-Lei nº363/2007 de 2 de Novembro.....	33
3.4. Outros incentivos .....	35
4. Micro-cogeração e tecnologias de conversão .....	36
4.1. Tecnologias de Conversão .....	39
4.1.1. Motores de combustão interna .....	39
4.1.2. Motores Stirling.....	41
4.1.3. Células de Combustível .....	42
4.1.4. Outras tecnologias.....	44
4.2. Integração na rede eléctrica .....	45
4.3. Tecnologias de Comunicação .....	46
5. Impactos e barreiras da micro-cogeração .....	47
5.1. Impactos Económicos e no SEN.....	47
5.1.1. Dependência energética .....	47



5.1.2.	Perdas na rede.....	48
5.1.3.	Fiabilidade no abastecimento .....	49
5.1.4.	Serviços auxiliares .....	49
5.2.	Impactos Ambientais .....	50
5.2.1.	Emissões atmosféricas .....	50
5.2.2.	Pegada ecológica.....	51
5.3.	Impactos Sociais .....	52
5.4.	Barreiras à integração das tecnologias de MCHP .....	52
6.	Potencial da micro-cogeração em Portugal.....	55
6.1.	Actual .....	55
6.2.	Futuro.....	57
7.	Simulação de sistemas de micro-cogeração .....	60
7.1.	Ferramenta de análise .....	61
7.2.	Caso A: Residência unifamiliar .....	65
7.2.1.	Seleção e dimensionamento do sistema.....	66
7.2.1.1.	Perfis de consumo energético .....	66
7.2.1.2.	Tecnologia de MCHP .....	67
7.2.1.3.	Tarifário e sistema remuneratório .....	68
7.3.	Caso B: Edifício residencial .....	68
7.3.1.	Seleção e dimensionamento do sistema.....	68
7.3.1.1.	Perfis de consumo energético .....	68
7.3.1.2.	Tecnologia de MCHP .....	69
7.3.1.3.	Tarifário e sistema remuneratório .....	69
7.4.	Caso C: Edifício de prestação de serviços .....	70
7.4.1.	Seleção e dimensionamento do sistema.....	70
7.4.1.1.	Perfis de consumo energético .....	70
7.4.1.2.	Tecnologia de MCHP .....	71
7.4.1.3.	Tarifário e sistema remuneratório .....	72
7.5.	Apresentação e discussão de resultados .....	72





7.5.1.	Caso A – Residência unifamiliar.....	72
7.5.2.	Caso B – Edifício residencial.....	76
7.5.3.	Caso C – Edifício de serviços.....	77
8.	Análise de Resultados .....	80
8.1.	Consumo energético .....	80
8.2.	Enquadramento legal .....	81
8.3.	Perspectiva económica .....	85
8.4.	Perspectiva ambiental .....	88
9.	Conclusões .....	92
	Bibliografia de Referência .....	96
	Anexos.....	102
	Anexo A   Fabricantes de tecnologias de MCHP	
	Anexo B   Ciclo diário e tarifas de venda a clientes finais em BTN e BTE	
	Anexo C   Factores de emissão da rede eléctrica	
	Anexo D   Características técnicas dos modelos	
	Anexo E   Relatório de sistema do HOMER para a residência unifamiliar	
	Anexo F   Relatório de sistema do HOMER para o edifício residencial	
	Anexo G   Relatório de sistema do HOMER para o edifício de serviços	



## Índice de Figuras

Figura 1-1   Vertentes analisadas na simulação dos sistemas de micro-cogeração .....	14
Figura 2-1   Dependência energética europeia e portuguesa [Eurostat, 2009] .....	17
Figura 2-2   Consumo de energia primária em Portugal [Eurostat, 2009] .....	18
Figura 2-3   Distribuição da produção de electricidade por origem, 2007 [Eurostat, 2009] .....	19
Figura 2-4   Distribuição do consumo de energia final por sector, 2007 [Eurostat 2009] .....	19
Figura 2-5   Distribuição do consumo de electricidade por sector, 2007 [Eurostat, 2009] .....	20
Figura 2-6   Emissões de GEE por sector, 2007 [Eurostat, 2009] .....	20
Figura 2-7   Evolução sectorial das emissões de CO <sub>2</sub> em Portugal e projecções do PNAC 2006 [Aguiar et al., 2007] .....	22
Figura 2-8   Sistema Eléctrico Nacional [adaptado de IEA, 2004] .....	24
Figura 2-9   Calendário de liberalização do sector de gás natural em Portugal [Galp, 2008] .....	26
Figura 4-1   Produção combinada vs produção separada de calor e electricidade [adaptado de PERCH, 2008] .....	36
Figura 4-2   Desenho de um sistema de micro-cogeração doméstico [adaptado de Pehnt et al., 2006] .....	37
Figura 4-3   Processos de conversão de tecnologias de micro-cogeração [adaptado de Pehnt et al., 2006] .....	39
Figura 4-4   Custo e eficiência eléctrica de MCI em função do tamanho do sistema [adaptado de Pehnt et al., 2006] .....	40
Figura 4-5   Estado de desenvolvimento no mercado de tecnologias de MCHP [adaptado de Pehnt et al., 2006] .....	45
Figura 5-1   Perdas energéticas globais do sector eléctrico [adaptado de WADE, 2009] .....	47
Figura 5-2   Perdas de transporte e distribuição no SEN [DGEG, 2009b] .....	48
Figura 5-3   Impacto da eficiência do combustível na emissão de poluentes [EDUCOGEN, 2001a] .....	50
Figura 5-4   Mapa da distribuição da rede de distribuição de gás natural em Portugal [adaptado de REN, 2009b] .....	53



Figura 6-1   Evolução do preço de electricidade (sem taxas) nos sectores doméstico e industrial em Portugal [Eurostat, 2009] .....	56
Figura 6-2   Evolução do preço de gás natural (sem taxas) nos sectores doméstico e industrial em Portugal [Eurostat, 2009] .....	56
Figura 6-3   Esquema de uma <i>smartgrid</i> [adaptado de Smartgrids, 2006] .....	58
Figura 7-1   Interface de entrada do software HOMER.....	61
Figura 7-2   Painel de selecção de equipamentos HOMER.....	62
Figura 7-3   Painel de inputs das características da tecnologia de MCHP .....	63
Figura 7-4   Painel de cálculo da curva de combustível.....	64
Figura 7-5   Painel de inputs das taxas de electricidade.....	65
Figura 7-6   Perfis de consumo para uma semana de Inverno (esquerda) e para uma semana de Verão (direita) para uma residência unifamiliar .....	67
Figura 7-7   Perfis de consumo para uma semana de Inverno (esquerda) e para uma semana de Verão (direita) para o edifício residencial.....	69
Figura 7-8   MCI da EC Power [EC Power, 2009].....	69
Figura 7-9   Perfis de consumo para uma semana de Inverno (esquerda) e para uma semana de Verão (direita) para o edifício de serviços caso de referência .....	70
Figura 7-10   Perfis de consumo para uma semana de Inverno (esquerda) e para uma semana de Verão (direita) para o edifício de serviços com aquecimento central.....	71
Figura 7-11   MCI da KW Energie Technik [KW Energie Technik, 2009] .....	71
Figura 7-12   Funcionamento do sistema de MCHP A2 da residência unifamiliar para um mês de Inverno .....	73
Figura 7-13   Funcionamento do sistema de MCHP A2 da residência unifamiliar para um mês de Verão .....	73
Figura 7-14   Funcionamento do sistema de MCHP A4 da residência unifamiliar para um mês de Inverno .....	73
Figura 7-15   Funcionamento do sistema de MCHP A4 da residência unifamiliar para um mês de Verão .....	73
Figura 7-16   Funcionamento do sistema de MCHP A5 da residência unifamiliar para um mês de Inverno .....	74
Figura 7-17   Funcionamento do sistema de MCHP A5 da residência unifamiliar para um mês de Verão .....	74
Figura 7-18   Funcionamento do sistema de MCHP do edifício residencial para um mês de Inverno.....	76
Figura 7-19   Funcionamento do sistema de MCHP do edifício residencial para um mês de Verão .....	76



Figura 7-20   Funcionamento do sistema de MCHP do edifício de serviços para um mês de Inverno.....	77
Figura 7-21   Funcionamento do sistema de MCHP do edifício de serviços para um mês de Verão .....	78
Figura 8-1   Preço de compra de electricidade da rede e venda de electricidade produzida para clientes BTN, através do DL 68/2002 para cada tecnologia .....	83
Figura 8-2   Preço de compra de electricidade da rede e venda de electricidade produzida para clientes BTE, através do DL 68/2002.....	84
Figura 8-3   Períodos de payback simples e descontado para o edifício residencial ....	87
Figura 8-4   Períodos de payback simples e descontado para o edifício de serviços ...	88
Figura 8-5   Redução das emissões de CO <sub>2</sub> para os diferentes casos de estudo .....	90



## Índice de Tabelas

Tabela 4-1   Capacidade de sistemas de MCHP de acordo com o tipo de edifício [PERCH, 2008] .....	38
Tabela 4-2   Características de tecnologias de micro-cogeração [Pehnt et al., 2006] .	38
Tabela 4-3   Características dos diferentes tipos de células de combustível [adaptado de CEETA, 2002 e Alanne et al., 2004] .....	43
Tabela 5-1   Uso do solo necessário para a produção centralizada e descentralizada [adaptado de WADE, 2009] .....	52
Tabela 5-2   Barreiras à integração de tecnologias de MCHP [Alanne et al., 2004] ....	54
Tabela 6-1   Incentivos e obstáculos para os actores da MCHP [adaptado de Pehnt et al., 2006] .....	57
Tabela 7-1   Características das tecnologias de MCHP utilizadas para as simulações da residência unifamiliar .....	67
Tabela 7-2   Características do MCI seleccionado para a simulação do edifício residencial .....	69
Tabela 7-3   Características do MCI seleccionado para a simulação do edifício de serviços.....	71
Tabela 7-4   Número de horas de funcionamento para as diferentes tecnologias de acordo com o decreto-lei aplicável .....	72
Tabela 7-5   Custos de investimento e de operação para os sistemas de MCHP para a residência unifamiliar ao longo do período de vida do projecto .....	75
Tabela 7-6   Indicadores económicos, energéticos e ambientais para a residência unifamiliar (A2, A4 e A5) .....	75
Tabela 7-7   Custos de investimento e de operação para o edifício residencial ao longo do período de vida do projecto .....	77
Tabela 7-8   Indicadores económicos, energéticos e ambientais para o edifício residencial .....	77
Tabela 7-9   Custos de investimento e de operação para o edifício de serviços ao longo do período de vida do projecto .....	78
Tabela 7-10   Indicadores económicos, energéticos e ambientais para o edifício de serviços.....	78
Tabela 8-1   Produção eléctrica e térmica do sistema de MCHP para os casos de estudo .....	80



Tabela 8-2   Comparação do consumo energético e a produção de electricidade e calor pelo sistema de MCHP para os casos de estudo .....	81
Tabela 8-3   Comparação entre o DL 68/2002 e o DL 363/2007 em termos de quantidade de electricidade vendida à rede e a remuneração total obtida .....	82
Tabela 8-4   Comparação entre as tarifas de remuneração do DL 68/2002 e o DL 363/2007 para clientes de BTN .....	83
Tabela 8-5   Tarifas de remuneração do DL 68/2002 para clientes BTE .....	84
Tabela 8-6   Custo de produção de energia para os casos de estudo .....	85
Tabela 8-7   VAL total associado aos casos de estudo .....	86
Tabela 8-8   Períodos de payback simples e descontado para os casos de estudo .....	87
Tabela 8-9   Comparação entre as emissões de poluentes para o caso de referência e o caso da residência unifamiliar.....	89
Tabela 8-10   Comparação entre as emissões de poluentes para o caso de referência e o caso do edifício residencial .....	89
Tabela 8-11   Comparação entre as emissões de poluentes para o caso de referência e o caso do edifício de serviços .....	89



## Acrónimos

AFC – Alkaline Fuel Cell  
APA – Agência Portuguesa do Ambiente  
AT – Alta Tensão  
AQS – Águas Quentes Sanitárias  
BT – Baixa Tensão  
BTE – Baixa Tensão Especial  
BTN – Baixa Tensão Normal  
CAE – Contrato de Aquisição de Energia  
CPE – Custo de Produção de Energia  
DGEG – Direcção Geral de Energia e Geologia  
DRE – Direcções Regionais de Economia  
EDA – Electricidade dos Açores  
EDP – Energias de Portugal  
EDPD – Energias de Portugal Distribuição  
EEM – Empresa de Electricidade da Madeira  
ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos  
ESCO – Energy Services Companies  
FER – Fontes de Energia Renováveis  
GEE – Gases com Efeito de Estufa  
IEA – International Energy Agency  
MCFC - Molten Carbonate Fuel Cell  
MCHP – Micro Combined Heat and Power  
MCI – Motor de Combustão Interna  
ML – Mercado Liberalizado  
MR – Mercado Regulado  
MT – Média Tensão  
MU – Médias Utilizações  
NREL – National Renewable Energy Laboratory  
O&M – Operação e Manutenção  
PAFC – Phosphoric Acid Fuel Cell  
PCI – Poder Calorífico Inferior  
PCS – Poder Calorífico Superior  
PEFC – Polymer Electrolyte Fuel Cell



PEMFC – Proton Exchange Membrane Fuel Cell

PIB – Produto Interno Bruto

PNAC – Plano Nacional para as Alterações Climáticas

PNAEE – Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética

PNALE - Plano Nacional para a Atribuição de Licenças de Emissão

REN – Rede Energética Nacional

RESP – Rede Eléctrica de Serviço Público

SEI – Sistema Eléctrico Independente

SEN – Sistema Eléctrico Nacional

SENV – Sistema Eléctrico Não Vinculado

SEP – Sistema Eléctrico de Serviço Público

SOFC – Solid Oxide Fuel Cell

SRM – Sistema de Registo da Microprodução

UE – União Europeia

VAL – Valor Actual Líquido





## Nomenclatura

$VRD_m$  – Remuneração [€]  
 $VRD(BTE)_m$  – Valor da energia eléctrica entregue à rede [€]  
 $C_t$  – Coeficiente de tecnologia  
 $EEC_m$  – Energia fornecida à rede [kWh]  
 $IPC_{dez}$  – Índice de preços no consumidor no mês de Dezembro  
 $IPC_{ref}$  – Índice de preços no consumidor de referência  
 $\eta_e$  – Eficiência Eléctrica [%]  
 $\eta_t$  – Eficiência Térmica [%]  
 $\eta_g$  – Eficiência Global [%]  
 $P_e$  – Potência Eléctrica [kW]  
 $P_t$  – Potência Térmica [kW]  
 $PCI$  – Poder Calorífico Inferior [MJ/kg]  
 $PCS$  – Poder Calorífico Superior [MJ/kg]  
 $\rho$  – Densidade [kg/m<sup>3</sup>]  
 $\dot{m}$  – Consumo mássico de combustível [kg/s]  
 $\dot{v}$  – Consumo volúmico de combustível [m<sup>3</sup>/h]  
 $FC$  – Factor de conversão  
 $F_{ct}$  – Factor de correcção por temperatura  
 $F_{cp}$  – Factor de correcção por pressão  
 $T_{gás}$  – Temperatura média [°C]  
 $Pr$  – Pressão Relativa [mbar]



## **1. Introdução**

### **1.1. Enquadramento**

O sector da energia tem passado nos últimos anos por um processo de reestruturação a nível mundial sem par e, provavelmente, sem ainda se ter uma visão completa do que o sector irá ser dentro das próximas décadas.

O mercado energético europeu enfrentou mudanças significativas na sua estrutura institucional no decorrer da última década. A estrutura tradicional tinha uma arquitectura baseada em grandes centrais eléctricas e uma estrutura institucional baseada em monopólios regulados. Esta estrutura encontra-se actualmente a sofrer alterações fundamentais como a liberalização de mercados e o desenvolvimento de novas tecnologias de produção de electricidade e controlo de rede.

Como resposta às crescentes necessidades energéticas, as sociedades têm vindo a adoptar formas alternativas de produção de energia eléctrica cada vez mais limpas e mais eficientes.

A produção de energia eléctrica através de instalações de pequena escala com processos de conversão de elevada eficiência energética pode contribuir para uma alteração do panorama energético português e da forte dependência do exterior que se verifica.

A geração distribuída tem sido alvo de crescente atenção uma vez que a sua utilização possibilita uma maior independência contribuindo favoravelmente para a segurança do aprovisionamento energético, permite uma diversificação das fontes energéticas utilizadas, assegura maiores eficiências energéticas uma vez que permite reduzir perdas de transmissão e distribuição na rede eléctrica, permite adiar investimentos no reforço das infra-estruturas de rede e ainda aumentar a fiabilidade do fornecimento de electricidade. Estas vantagens contribuem igualmente para melhorar o desempenho ambiental do sistema energético no seu todo, nomeadamente na redução de emissões de gases com efeito de estufa (GEE) que estão na origem das alterações climáticas e de grande parte da poluição atmosférica.

As redes de baixa tensão a que se ligam estes equipamentos terão potencialmente cada vez mais protagonismo, podendo através do recurso a tecnologias de informação vir a afirmar-se como células activas, permitindo uma gestão integrada de forma a obter uma maior eficiência económica e energética, e permitir a autonomia local em caso de falha da rede pública.

As tecnologias de cogeração de elevada eficiência com uma capacidade máxima de produção de energia eléctrica até 50 kWe são habitualmente denominadas por



tecnologias de micro-cogeração de acordo com a Directiva Europeia 2004/8/CE. Estas tecnologias baseiam-se no princípio da produção combinada de calor e electricidade que assenta na melhoria do rendimento do uso dos combustíveis através da produção simultânea de calor e electricidade.

O sucesso da cogeração é testemunho das potencialidades da geração distribuída. No entanto, os recursos tecnológicos que possibilitam a auto-geração eléctrica têm sido geralmente desenvolvidos para instalações de grande capacidade que servem o sector industrial. Só recentemente têm sido disponibilizadas ferramentas tecnológicas que alargam o conceito de cogeração aos sectores residencial e de serviços.

Estes sectores caracterizam-se por algumas particularidades que os distinguem seriamente do sector industrial, nomeadamente a sua dimensão e o padrão temporal de consumo. Outro factor igualmente importante a considerar no desenvolvimento de sistemas de micro-cogeração, é a mudança constante que se tem verificado nos preços da electricidade e principalmente do gás natural. Isto poderá incentivar a uma maior preocupação com medidas de conservação de energia, e de uso mais eficiente, como seja a micro-cogeração. Por outro lado, o enquadramento legal da geração distribuída encontra-se ainda em fase de consolidação e a disponibilidade das tecnologias é ainda recente.

Deste ponto de vista e apesar do seu potencial, a micro-cogeração não alcançou ainda a fase de maturidade que possibilite a consolidação da confiança junto dos potenciais clientes/utilizadores nestes sectores. No entanto, a aposta e o desenvolvimento destas novas tecnologias, aliada a um novo conceito de gestão das redes eléctricas, poderá vir a afirmar-se como um ponto de viragem e a base na mudança de paradigma do sistema energético nacional e internacional.

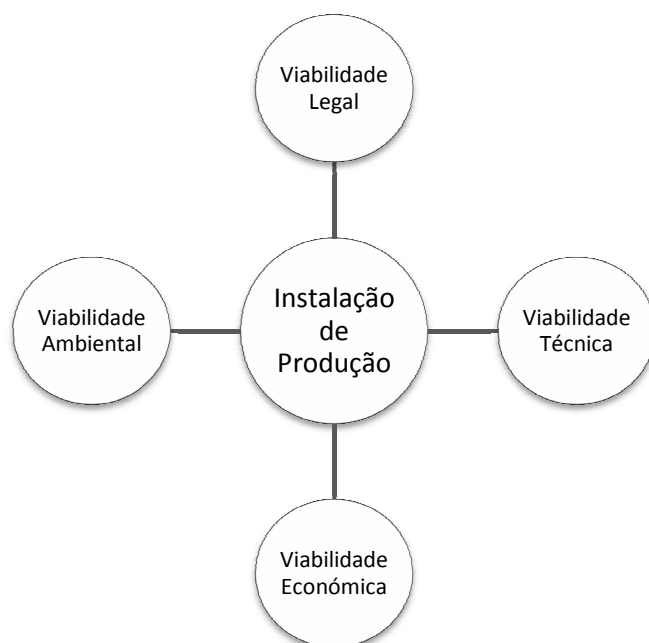
## **1.2. Objectivos**

A estrutura deste trabalho baseia-se essencialmente no estudo dos aspectos técnicos, ambientais, económicos e legais da micro-cogeração, com o principal objectivo de encontrar a melhor alternativa para a viabilidade de sistemas com esta natureza no panorama residencial e de serviços e a sua inserção no sistema eléctrico português. Para tal, é efectuado um estudo de viabilidade para os sistemas propostos de acordo com as várias vertentes (figura 1-1).

Em relação à vertente técnica, irá ser efectuada uma recolha das tecnologias de cogeração de pequena dimensão existentes e disponíveis no mercado, assim como as suas características. Com este levantamento, será identificado o seu impacto na

gestão do sistema eléctrico e serão discutidos os obstáculos que ainda limitam a penetração destas tecnologias.

Será efectuada uma análise ao enquadramento legal nacional associado à micro-cogeração e uma revisão dos aspectos regulamentares associados assim como as tarifas de remuneração de venda de electricidade produzida à rede eléctrica. Este enquadramento permite analisar a viabilidade legal deste tipo de sistemas.



**Figura 1-1|** Vertentes analisadas na simulação dos sistemas de micro-cogeração

O estudo da vertente ambiental é também uma fase importante deste estudo pois, cada vez mais esta variável é um indicador fundamental aos processos de decisão. Neste sentido, será apurado se este tipo de tecnologias oferece benefícios ambientais principalmente ao nível das emissões de poluentes atmosféricos.

Finalmente, é analisada a viabilidade económica deste tipo de projectos tendo em conta os diversos custos associados.

### **1.3. Organização**

A título de enquadramento (capítulo 2) é efectuada uma caracterização do panorama energético português em termos de dependência energética, consumos e emissões, fazendo referência aos compromissos europeus e internacionais assumidos por Portugal. É também apresentada uma abordagem geral ao Sistema Eléctrico Nacional



(SEN) e a sua evolução para o mercado liberalizado, assim como ao nível do sistema de gás natural.

Desenvolve-se o conceito de microgeração (capítulo 3) definindo aspectos gerais e discutindo parâmetros importantes para determinar a perspectiva de integração destas tecnologias no panorama português. Neste capítulo é igualmente elaborada uma revisão da legislação nacional até à data actual assim como os aspectos regulamentares envolvidos apresentando as políticas energéticas direccionadas à sua integração no mercado eléctrico.

No capítulo 4 desenvolve-se o conceito de micro-cogeração e é efectuada uma revisão das tecnologias de conversão existentes abordando conceitos teóricos e técnicos, e verificando que componentes são necessários para estabelecer um sistema de micro-cogeração. É também analisado o tipo de problemas que podem surgir na integração deste tipo de tecnologias na rede eléctrica e os mecanismos existentes no controlo da sua ligação à rede.

No capítulo 5 são analisados os contributos da micro-cogeração e as barreiras existentes à sua integração.

É realizada uma análise ao potencial (capítulo 6) deste tipo de tecnologias em Portugal actualmente e no futuro evidenciando os factores que influenciam o seu desenvolvimento e aplicação no sector residencial e de serviços.

No capítulo 7 é realizada uma análise de viabilidade que compreende uma componente técnica, uma componente económica e uma componente ambiental. Esta será conduzida tendo por base um modelo de simulação com recurso ao software Homer que caracterizará uma situação real e que será utilizado na escolha dos binómios tecnologia-recurso mais adequados à satisfação das necessidades energéticas das instalações analisadas. Para o efeito foram seleccionados três casos de estudo (residência unifamiliar, edifício residencial e edifício de prestação de serviços) de maneira a abordar diferentes perspectivas. Neste sentido, os casos de estudo apresentados são caracterizados em termos dos perfis de consumo, tecnologia de micro-cogeração seleccionada e tarifário e sistema remuneratório em que se inserem.

De acordo com os resultados apresentados no capítulo 7, são feitas as respectivas análises no capítulo 8 segundo as diferentes perspectivas (ambiental, legal, consumo energético, técnica e económica).

Finalmente, são apresentadas as conclusões (capítulo 9) que colocam em evidência se a micro-cogeração é ou não viável nos casos de estudo propostos tendo em conta o panorama português, em que padrões de utilização energética se localiza essa



viabilidade e quais os recursos tecnológicos e legais que deverão ser mobilizados para a assegurar.

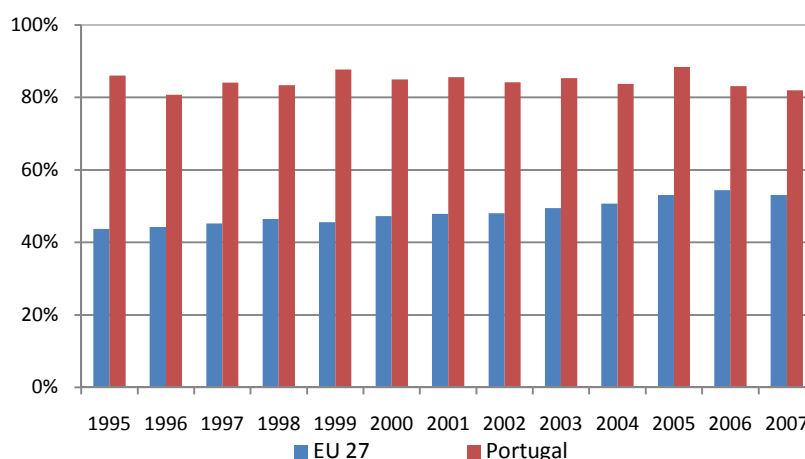


## 2. Sector Energético Português

### 2.1. Caracterização e Indicadores

Portugal é um país com escassos recursos energéticos próprios, nomeadamente aqueles que asseguram a generalidade das necessidades energéticas (como o petróleo, carvão e gás natural). Tal situação de escassez conduz a uma elevada dependência energética do exterior.

Segundo estudos da Eurostat relativos a 2007 (Eurostat, 2009), Portugal era um dos países da União Europeia (UE) com maior taxa de dependência energética, tendo importado nesse ano 82% do total de energia consumida, face à média da EU-27 de cerca de 53%, conforme se pode constatar pela figura 2-1.

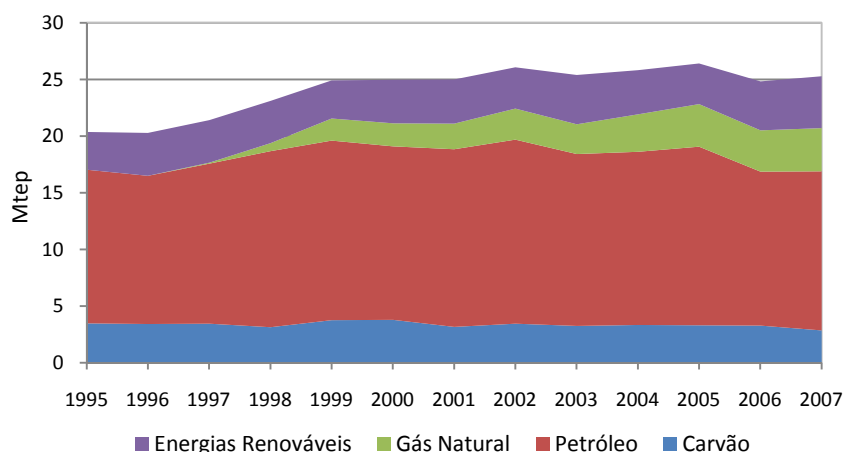


**Figura 2-1** | Dependência energética europeia e portuguesa [Eurostat, 2009]

A acrescentar a este cenário, segundo a Eurostat (2009) entre 2000 e 2007 o Produto Interno Bruto (PIB) português cresceu a uma taxa média de 3 % ao ano, tendo o consumo de energia primária crescido 3 a 4 % ao ano durante o mesmo período. Com efeito, Portugal apresenta valores preocupantes no que respeita à intensidade energética do PIB, registando um crescimento contínuo e acentuado desde 1985 contrariando a tendência verificada na UE.

Assim, para além de uma forte dependência energética face ao exterior, o país debate-se com uma grave ineficiência na utilização de energia que produz e importa. O cenário energético português assenta maioritariamente em importações de fontes primárias de origem fóssil agravando ainda mais a situação de dependência energética. De facto, a factura energética dos combustíveis importados tem vindo a sofrer um crescimento significativo que é reflectido num aumento de consumo aliado à

dependência de factores exógenos, nomeadamente dos que provocam as variações dos preços das matérias-primas energéticas e das taxas de câmbio nos mercados internacionais [RCM 169/2005].



**Figura 2-2 |** Consumo de energia primária em Portugal [Eurostat, 2009]

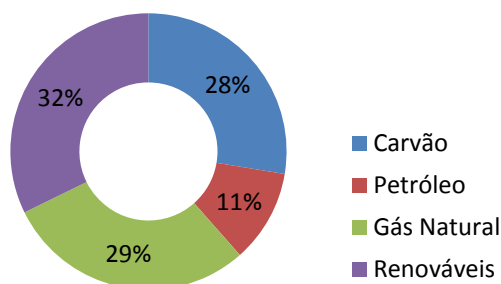
O consumo de energia primária em Portugal cresceu entre 5 e 8% por ano até 2001, tendo moderado o crescimento para 3 a 4% por ano até 2007 (figura 2-2).

O petróleo mantém um papel essencial na estrutura nacional de abastecimento, representando cerca de 55,5 % do consumo total de energia primária em 2007 contra 55,2% em 2006. Com a introdução do gás natural em 1997, a diversidade da estrutura de oferta de energia aumentou, tendo diminuído ligeiramente a dependência exterior em relação ao petróleo manifestando-se numa evolução positiva do mix energético. Esta evolução levou a que em 2007, o consumo de gás natural atingisse cerca de 15% do consumo total de energia primária. No mesmo ano as energias renováveis contribuíram com 18,1% do consumo total de energia primária e o carvão com 11,4%.

De acordo com a REN, para o ano de 2008 a potência total instalada no SEN é de aproximadamente 15 GW [REN, 2009a], tendo-se verificado nos últimos anos um crescimento da potência instalada nas tecnologias de produção através de fontes de energias renováveis (FER) contribuindo com cerca de 7,7 GW no ano de 2008.

De acordo com a Eurostat (2009) no ano de 2007, as energias renováveis contribuíram com a maior fatia para a produção de energia eléctrica com 32 % (figura 2-3).

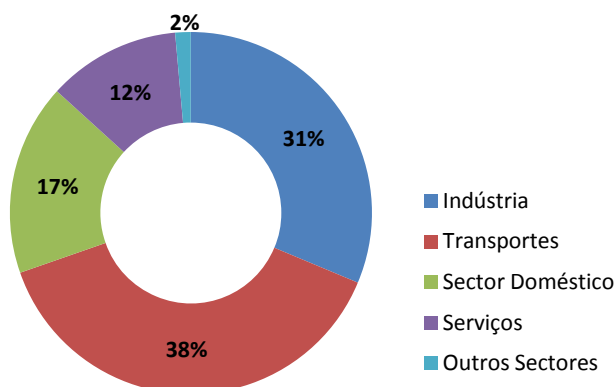




**Figura 2-3** | Distribuição da produção de electricidade por origem, 2007 [Eurostat, 2009]

Relativamente ao consumo final de energia, este tem vindo a aumentar consideravelmente nos últimos anos, sobretudo graças aos aumentos dos consumos nos sectores dos transportes, indústria e comércio tendo-se verificado em 2007 um aumento de 2,4 % face ao ano de 2006.

O transporte e a indústria representam os sectores mais importantes em termos de consumo (ambos acima da média europeia), apresentando uma quota acumulada de 69% em 2007.

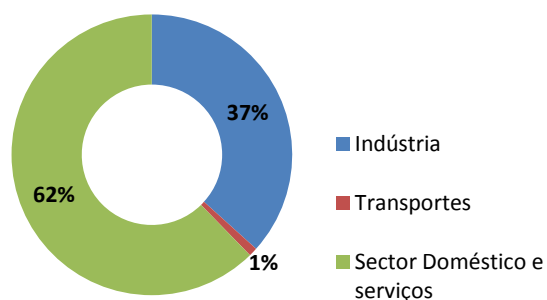


**Figura 2-4** | Distribuição do consumo de energia final por sector, 2007 [Eurostat 2009]

O consumo de energia nos edifícios (sector doméstico e de serviços) representa 29 % do consumo de energia final do país representando um consumo total de 5,47 Mtep. As fontes energéticas correspondentes são muito diversificadas, mas nota-se uma preponderância dos consumos de electricidade que representa 62 % (figura 2-5) dos consumos de electricidade a nível nacional face aos 58 % verificados em 2006. É neste sector que se verificam as maiores taxas de crescimento dos consumos de electricidade, isto por razões que se ligam directamente com o tipo de comportamento dos cidadãos, menos sujeitos à disciplina do mercado do que as empresas, bem como à ausência de políticas coerentes e consensuais sobre a energia, em particular no que



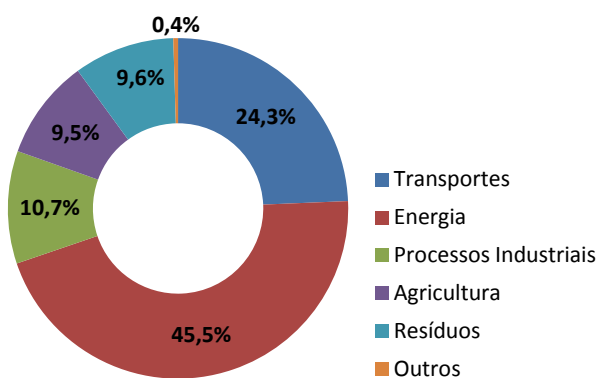
toca às medidas de controlo de custos, de eficiência energética e de sustentação ambiental.



**Figura 2-5** | Distribuição do consumo de electricidade por sector, 2007 [Eurostat, 2009]

No sector doméstico, podem observar-se dois desenvolvimentos opostos. Por um lado, o aumento do número de habitações e a melhoria das condições que implicam maiores espaços habitacionais, melhores sistemas de aquecimento e mais electrodomésticos que por sua vez levaram a um aumento do consumo de energia neste sector. Por outro lado, os novos electrodomésticos são cada vez mais eficientes consumindo menos energia e as novas habitações têm melhores isolamentos diminuindo as perdas de energia. Em conjunto, estes dois factores têm tendência a cancelar-se mutuamente resultando num aumento apenas marginal do consumo de energia eléctrica por unidade de alojamento (2611 kWh/alojamento em 2007 contra 2544 kWh/alojamento em 2006). Em relação às formas de energia utilizadas no sector doméstico, verifica-se uma estabilização nos consumos dos produtos de petróleo, a favor da electricidade e do gás natural. Em 2007 no sector de serviços o consumo de energia aumentou 0,8 % face a 2006 [DGEG, 2009a].

O sector da energia e o dos transportes são os que mais contribuem para as emissões de GEE contribuindo com um total de cerca de 70% das emissões nacionais.



**Figura 2-6** | Emissões de GEE por sector, 2007 [Eurostat, 2009]



Apesar de Portugal se encontrar entre os países da UE-27 com emissões de GEE *per capita* mais reduzidas, a intensidade carbónica da economia portuguesa é relativamente elevada.

## **2.2. Políticas Energéticas e Ambientais**

A utilização de combustíveis fósseis é uma das principais causas de emissões de GEE e em particular de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) para a atmosfera estando na origem das alterações climáticas e de grande parte da poluição atmosférica.

Nesta perspectiva é urgente uma acção eficaz de combate às alterações climáticas aliando assim as questões energéticas e as questões ambientais que estão interligadas, obrigando desde logo uma concertação ao nível político entre os responsáveis destas duas áreas temáticas [Gouveia, 2006].

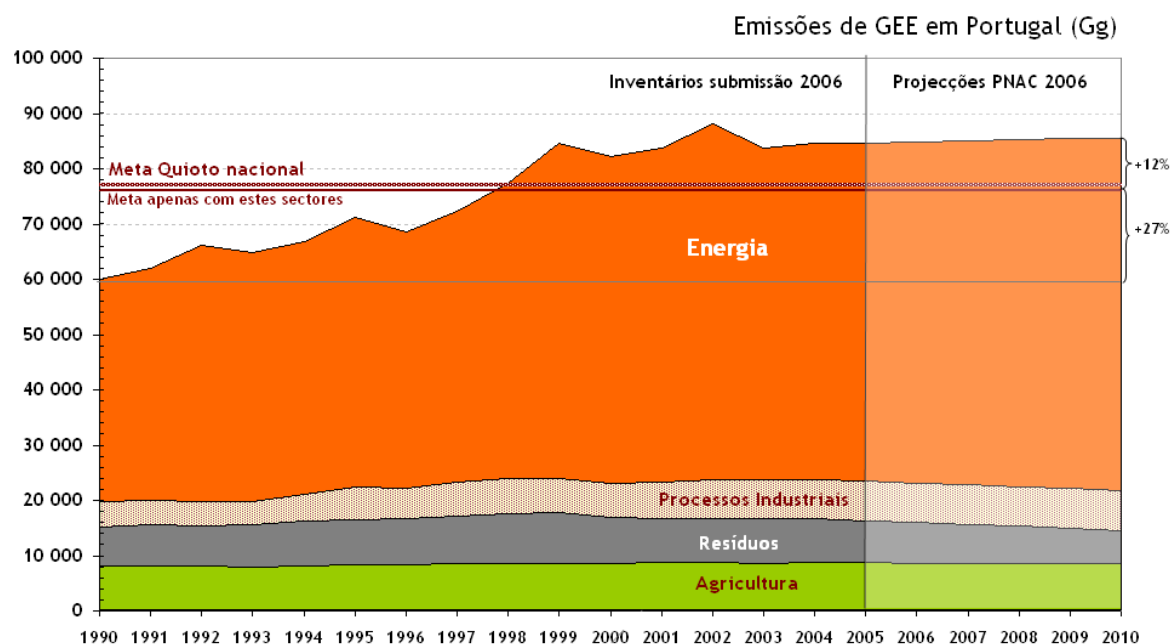
A UE já se encontra na vanguarda das abordagens para dissociar o crescimento económico do aumento do consumo de energia. A sua acção tem combinado iniciativas legislativas e programas de eficiência energética com a promoção de energias renováveis competitivas e eficazes. Contudo, o empenhamento da UE no combate às alterações climáticas é a longo prazo.

Com a adesão ao Protocolo de Quioto, instrumento internacional para a mitigação das alterações climáticas, a UE comprometeu-se a reduzir em 8 % o valor global de GEE (dióxido de carbono, metano, óxido nitroso, hidrofluorcarbonetos, perfluorcarbonetos, clorofluorcarbonetos e hexafluoreto de enxofre). Esta meta global de redução foi posteriormente concretizada em metas individuais, fixadas para cada Estado-Membro, tendo em conta o respectivo nível de poluição e índice de desenvolvimento. Assim, Portugal assumiu no contexto da co-responsabilidade no seio da UE, limitar o crescimento das suas emissões para o período de 2008-2012 a +27 % relativamente a 1990. O acréscimo dessas emissões, à data actual, ultrapassa significativamente este limiar, o que implica um esforço acrescido na redução da intensidade carbónica. Para 2020 já se estabeleceu uma redução de -20 %, podendo ir até os -30 % relativamente a 1990.

Os instrumentos de planeamento em vigor, nomeadamente o Plano Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC) e o Plano Nacional para a Atribuição de Licenças de Emissão (PNALE), integram medidas e instrumentos de mercado aplicáveis aos processos energéticos. O PNAC, ao prever um défice remanescente em relação às metas nacionais de emissões de GEE, coloca a necessidade de o colmatar através de



novas políticas e medidas, que vão para além do comércio de licenças de emissão [RCM 169/2005].



**Figura 2-7 |** Evolução sectorial das emissões de CO<sub>2</sub> em Portugal e projecções do PNAC 2006  
[Aguar et al., 2007]

Segundo *Aguar et al.* (2007) e de acordo com a figura 2-7, subjacente a toda a série de emissões está o aumento do consumo de energia sendo o sector com maior contribuição nas emissões de GEE. As tendências nos restantes sectores são de estagnação ou mesmo retracção, pelo menos nos últimos anos, devido aparentemente à redução de actividade na agricultura e a uma optimização dos processos industriais. A eficiência energética constitui uma parte importante do pacote de políticas e de medidas necessárias ao cumprimento do protocolo de Quioto.

A acção no domínio das energias renováveis e da eficiência energética, para além de combater as alterações climáticas, contribuirá igualmente para a segurança do aprovisionamento energético ajudando assim a limitar a crescente dependência da energia importada em Portugal.

Tendo em conta estes factores, a política energética deve articular-se de modo estreito com a política do ambiente como referido anteriormente. Para tal, foi desenvolvida e estabelecida uma estratégia nacional para a energia, conhecida como política energética nacional aprovada pela Resolução do Conselho de Ministros nº169/2005, que tem como principais objectivos:



- Garantir a segurança do abastecimento de energia, através da diversificação dos recursos primários e dos serviços energéticos e da promoção da eficiência energética na cadeia da oferta e na procura de energia;
- Estimular e favorecer a concorrência, de forma a promover a defesa dos consumidores, bem como a competitividade e eficiência das empresas;
- Garantir a adequação ambiental de todo o processo energético, reduzindo os impactos ambientais às escalas local, regional e global, nomeadamente no que respeita à intensidade carbónica do PIB.

Em conformidade, o governo está empenhado em [RCM 169/2005]:

- Reduzir a dependência energética face ao exterior, aumentando a capacidade de produção endógena;
- Aumentar a eficiência energética e reduzir as emissões de CO<sub>2</sub>, com diminuição do peso dos combustíveis fósseis nas fontes primárias de energia e através de medidas que, dos transportes à construção de edifícios e à procura pública, insiram a variável energética na escolha dos consumidores;
- Reduzir o custo da energia e aumentar a qualidade de serviço, através do aumento da concorrência nos segmentos da produção e comercialização do sector eléctrico e através da regulação e da antecipação do calendário de liberalização do sector do gás natural.

### **2.3. Sistema Eléctrico Nacional**

O SEN nacionalizou-se em 1975 e como consequência foram criadas empresas públicas às quais foram conferidas, em exclusivo, em regime de serviço público e por tempo indeterminado, o exercício das actividades de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica: Energias de Portugal (EDP), no Continente; Electricidade dos Açores (EDA) nos Açores; Empresa de Electricidade da Madeira (EEM) na Madeira [ERSE, 2009a].

O processo de liberalização do sistema eléctrico nacional foi efectuado de forma faseada e progressiva entre 1995 e 2006 tendo por base o conjunto dos decretos-lei n.ºs 182/95 a 188/95, todos de 27 de Julho de 1995, e a aplicação dos princípios da Directiva 96/92/CE, de 19 de Dezembro, que estabelecia regras comuns com vista à criação e organização do mercado interno de electricidade mais especificamente para a produção e distribuição de electricidade e para a exploração das redes.

O processo de liberalização ficou marcado pela reprivatização da EDP e pela definição do SEN baseado na coexistência de um Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP) e

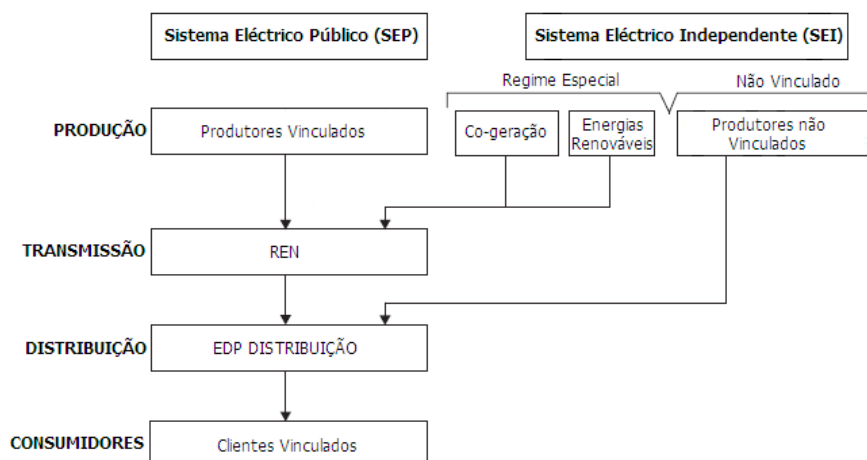


de um Sistema Eléctrico não Vinculado (SENV). Simultaneamente, consagra-se a regulação do sector eléctrico através da criação de uma entidade administrativa independente, a ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos) [ERSE, 2009a]. A 15 de Fevereiro de 2006 foi criado o DL 29/2006 que veio estabelecer as bases e os princípios da organização e do funcionamento do SEN que passa a integrar as actividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de electricidade, bem como a operação de mercados de electricidade e a operação logística de mudança de comercializador de electricidade [ERSE, 2009b].

Actualmente, no SEN coexiste um Mercado Liberalizado (ML) e um Mercado Regulado (MR). Os agentes económicos podem optar por estabelecer relações contratuais com o comercializador regulado, ao abrigo das condições aprovadas pela ERSE, ou negociar outras condições com os comercializadores em ML.

De acordo com o artigo 14º do capítulo II definido no DL 29/2006, os actuais intervenientes no SEN são:

- Os produtores de electricidade;
- O operador da rede de transporte de electricidade;
- Os operadores das redes de distribuição de electricidade em Média Tensão (MT) e Alta Tensão (AT);
- Os operadores das redes de distribuição de electricidade em Baixa Tensão (BT);
- Os comercializadores de electricidade, incluindo o comercializador de último recurso;
- Os operadores de mercados de electricidade;
- O operador logístico da mudança de comercializador de electricidade;
- Os consumidores de electricidade.



**Figura 2-8 |** Sistema Eléctrico Nacional [adaptado de IEA, 2004]



O SEN é constituído pelo SEP que é responsável por assegurar o fornecimento de energia eléctrica em Portugal e pelo Sistema Eléctrico Independente (SEI) que é composto pelo SENV e pelos produtores em regime especial (energias renováveis e cogeneradores) que efectuem entregas às redes do SEP ao abrigo de legislação específica.

Quanto à produção, a produção vinculada está sujeita a planeamento centralizado, sendo a licença de novos centros electroprodutores atribuída por concurso público. Os produtores vinculados relacionam-se comercialmente, em regime de exclusividade, com a Rede Energética Nacional (REN) mediante Contratos de Aquisição de Energia (CAE's) de longo prazo.

A produção não vinculada é exercida em regime de livre concorrência mediante a atribuição de licença por parte da Direcção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) [EDP, 2009].

A produção em regime especial inclui parques eólicos, mini-hídricas (até 10MW), autoprodutores, cogeneradores e outros produtores que geram electricidade a partir de fontes de energia renováveis. A REN, que explora a rede nacional de transporte em regime de concessão exclusiva, é actualmente obrigada por lei a adquirir a electricidade destes produtores, a um preço regulado [EDP, 2009].

A distribuição de electricidade consiste na transferência de electricidade dos sistemas de transmissão para o cliente final, quer do SEP quer do SENV, através de uma rede de distribuição.

A comercialização vinculada é uma actividade regulada que engloba os procedimentos comerciais inerentes à venda a retalho de energia eléctrica aos clientes vinculados: contratação, facturação e cobrança. A actividade de comercializador regulado é assegurada pelo operador da rede de distribuição da área geográfica onde se situa a instalação do cliente. A área autorizada de distribuição da Energias de Portugal Distribuição (EDPD) abrange a totalidade do território de Portugal continental, sendo assim o único comercializador regulado existente no território. As tarifas e preços praticados pelos comercializadores regulados são aprovados pela ERSE [EDP, 2009].

Finalmente, a comercialização não vinculada consiste na contratação de energia eléctrica para fornecimento de clientes não vinculados que podem escolher livremente o seu fornecedor de energia eléctrica.

## 2.4. Sistema de Gás Natural

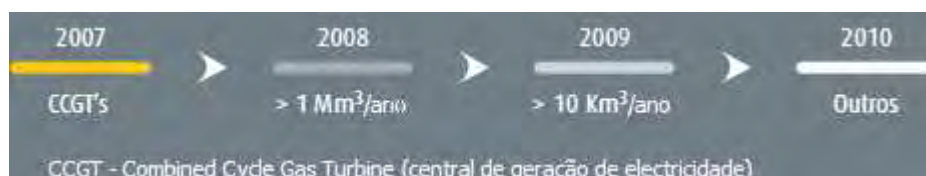
A primeira fase de construção do mercado interno de gás natural remonta à década de noventa, nomeadamente através da Directiva 90/377/CEE de 29 de Junho de 1990 que estabelece um processo comunitário para assegurar a transparência dos preços ao consumidor industrial de gás e electricidade, e através da Directiva 91/296/CEE de 31 de Maio relativa ao trânsito de gás natural nas grandes redes [ERSE, 2009e].

Numa segunda fase foi aprovada a Directiva 98/30/CE relativa a regras comuns para o mercado do gás natural que foi revogada pela Directiva 2003/55/CE. Esta Directiva veio acelerar a abertura do mercado do gás natural, proporcionando o direito de escolha de fornecedor a todos os clientes, o mais tardar a partir de Julho de 2007. Os princípios desta Directiva foram transpostos para o direito nacional, pelo Decreto-Lei nº 30/2006 de 15 de Fevereiro [ERSE, 2009e].

Até Fevereiro de 2006, o mercado português de gás natural estava dividido em duas grandes áreas. Por um lado, as actividades de importação, armazenamento, transporte e regaseificação de gás natural ou gás natural liquefeito estavam sujeitas a uma única concessão atribuída a uma empresa do grupo Galp, a Transgás S.A. Por outro lado, a distribuição local e regional era efectuada sob concessão ou licença atribuída a empresas de distribuição local ou regional, nas quais a Galp Energia, à excepção da Portgás, tem participação significativa. Para os consumidores de gás natural com um consumo anual inferior a 50 mil m<sup>3</sup>, a fórmula do preço e as actualizações referentes à taxa de inflação e ao preço do gás natural eram definidas nos contratos de concessão [Galp, 2008].

A publicação do DL 30/2006 define então a organização e o funcionamento do sector e as condições de acesso ao mercado, bem como as atribuições e papel das entidades reguladoras independentes. Este diploma consagrou a liberalização do mercado através do livre acesso de terceiros em condições de igualdade e determinou a separação das actividades comerciais das actividades de gestão de infra-estruturas.

A criação de comercializadores de último recurso, que vendem gás natural a uma tarifa regulada, e de comercializadores livres cujo preço de venda de gás natural é fixado numa lógica de mercado livre, foi estabelecida segundo o decreto-lei nº 140/2006 de 26 de Julho que veio completar o decreto anterior.



**Figura 2-9 |** Calendário de liberalização do sector de gás natural em Portugal [Galp, 2008]





Esta legislação define ainda o calendário de liberalização do sector, que se espera que venha a decorrer até 2010 (figura 2-9):

- Produtores de electricidade em regime ordinário – Janeiro de 2007;
- Clientes com consumo anual superior a 1.000.000 m<sup>3</sup> – Janeiro de 2008;
- Clientes com consumo anual superior a 10.000 m<sup>3</sup> – Janeiro de 2009;
- Para todos os clientes – Janeiro de 2010.



### 3. Microgeração

#### 3.1. Aspectos gerais

Os conceitos de microgeração ou microprodução de energia referem-se às aplicações da produção descentralizada onde são utilizadas tecnologias de menores potências ligadas à rede pública de baixa tensão.

Nos últimos anos, com os avanços tecnológicos na área da energia, e devido à mudança económica nesta área associada à crescente preocupação com questões ambientais, tem havido um novo interesse na produção descentralizada.

Segundo a Agência Internacional da Energia [IEA, 2002] os principais factores por trás desta tendência são:

- A liberalização do mercado energético;
- O desenvolvimento de tecnologias de produção de energia em pequena escala;
- As dificuldades encontradas na construção de novas redes de transmissão;
- O aumento do número de clientes que procuram electricidade com elevada fiabilidade;
- As preocupações com questões ambientais relacionadas com as alterações climáticas.

A importância atribuída à produção descentralizada varia de país para país. A UE é um mercado com elevado potencial visto que o consumidor europeu já está muito sensibilizado para a realidade energética, sobretudo devido ao seu elevado preço e à questão da dependência, ou falta de segurança no abastecimento. Com efeito, são vários os Estados-Membros que têm apostado na produção descentralizada como forma de reduzir perdas nas redes de distribuição, de diminuir a dependência externa e de dar ao consumidor um papel mais activo. A Alemanha e a Espanha são alguns dos líderes nesta área, mas a Itália e a Grécia também começam a ganhar terreno neste novo paradigma energético [Água e Ambiente, 2009].

Em Portugal, a produção de energia eléctrica utilizando fontes renováveis ou através de processos de conversão de elevada eficiência energética de pequena dimensão pode contribuir para uma alteração do actual panorama energético português principalmente no que se refere à sua dependência do exterior.

Tendo em conta estas referências, as simulações apresentadas no capítulo 7 vão tentar verificar se a exploração de soluções energéticas como a micro-cogeração trazem de facto benefícios no panorama actual português e o que será necessário para a sua implementação.



### **3.2. Enquadramento legal**

O conceito de autoprodução de energia eléctrica foi abordado pelo Decreto-Lei 20/81 de 28 de Janeiro. Com a publicação deste decreto passou a ser possível a venda à rede de excedentes de produção própria, restringindo porém a qualidade de autoprodutor aos proprietários de determinadas instalações nomeadamente as que produzem energia eléctrica a partir de resíduos ou subprodutos de recursos naturais renováveis, de efluentes ou através de técnicas de cogeração.

No entanto, só em 1988 é dado um forte impulso à produção independente através do Decreto-Lei nº 189/88 de 27 de Maio, que criou o regime especial de produção de energia eléctrica, dentro de determinados limites de potência instalada, através da utilização de recursos renováveis ou de sistemas de produção combinada de calor e electricidade. Após a publicação deste diploma, teve lugar um acentuado desenvolvimento na utilização de cogeração, o qual deu origem a um conjunto de situações diversas e de características peculiares no sector da produção energética, não previsíveis neste diploma. Assim, tornou-se necessário separar legislativamente as formas de produção de energia eléctrica.

Com a aprovação, em Julho de 1995, dum conjunto de diplomas que deram um novo enquadramento jurídico ao SEN, a produção combinada de calor e electricidade passou a reger-se por regime autónomo pelo Decreto-Lei nº186/95 de 27 de Julho. O Decreto-Lei nº 538/99 de 13 de Dezembro fez a revisão do decreto anterior aplicável à produção de energia eléctrica a partir de instalações de cogeração.

Foi através do programa E4 – Eficiência Energética e Energias Endógenas, aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros nº 154/2001 de 19 de Outubro, que foram assumidos um vasto conjunto de objectivos de política energética, visando a diversificação do acesso às formas de energia disponíveis no mercado, aumentar o potencial do aproveitamento de energias endógenas através da sua valorização, aumentar a eficiência energética e modernizar tecnologicamente o sistema energético nacional.

Neste sentido, adaptou-se a legislação para o acolhimento de novas soluções de produção de energia descentralizada e de inovação tecnológica de forma a que possa surgir a figura de produtor-consumidor de energia eléctrica em baixa tensão integrado no SEI.

No Decreto-Lei 312/2001 de 10 de Dezembro foram estabelecidos os instrumentos legais e os mecanismos aplicáveis à gestão da capacidade de recepção das redes do SEP, proporcionando uma capacidade de recepção e que responda adequadamente



aos pedidos de entrega da energia eléctrica proveniente dos centros electroprodutores do SEI.

Contudo, foi apenas com a publicação do Decreto-Lei nº 68/2002 de 25 de Março que veio regular a actividade de produção de energia eléctrica em BT que se definiu o estatuto de “produtor-consumidor” integrado no SEI, acolhendo novas soluções de produção de energia descentralizada e de inovação tecnológica. Como complemento, a portaria 764/2002 veio estabelecer o tarifário aplicável às instalações de produção de energia eléctrica em BT, licenciadas ao abrigo do DL 68/2002, bem como estabelecer as disposições relativas ao período de vigência.

No entanto, o potencial de cogeração como medida de poupança de energia estava subvalorizado na UE e é neste contexto que surge a Directiva 2004/8/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de Fevereiro de 2004 cujo objectivo é a promoção e o desenvolvimento da cogeração de elevada eficiência. Esta directiva define micro-cogeração como a cogeração efectuada através de unidades cuja capacidade máxima seja inferior a 50 kWe.

Contudo, ao fim de mais de cinco anos desde a entrada em vigor do DL 68/2002, verificou-se que o número de sistemas de microprodução de electricidade instalados não atingiu uma expressão significativa. Segundo Castro Guerra (2007), tal facto pode ser devido a duas razões, por um lado o DL 312/2001 aplica-se a todos os centros electroprodutores, seja qual for a sua potência nominal ou localização geográfica, conduzindo assim, a uma excessiva centralização administrativa dos processos de licenciamento de pequena ou micro dimensão, por outro lado, as obrigações de auto-consumo reduziam os *economic fundamentals* das decisões de investimento dos micro-produtores.

No ano de 2005, surge a estratégia nacional para a energia no que respeita às linhas de orientação política sobre renováveis e eficiência energética, definida pela Resolução de Conselho de Ministros nº 169/2005 de 24 de Outubro. Foi no âmbito desta estratégia que a 2 de Novembro de 2007 é publicado o Decreto-Lei nº 363/2007, que veio estabelecer o regime jurídico aplicável ao exercício da actividade de microprodução de electricidade num quadro legal específico de licenciamento simplificado no sentido de fomentar e difundir a microprodução, algo que até ao momento não tinha sido conseguido.

Para complementar o DL 363/2007 e como medida integrante no Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética (PNAEE) 2008-2015 também denominado por Portugal Eficiência 2015 foi criado o programa Renováveis na Hora que tem por objectivo promover e incentivar a microprodução dinamizando assim a produção



descentralizada de energia eléctrica e térmica, com recurso a fontes de energia renováveis.

O PNAEE 2008-2015 foi aprovado pela Resolução de Conselho de Ministros nº 80/2008, documento que engloba um conjunto alargado de programas e medidas consideradas fundamentais para que Portugal possa alcançar e suplantar os objectivos fixados no âmbito da Directiva 2006/32/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho de 5 de Abril relativa à eficiência na utilização final de energia e aos serviços energéticos. De modo a alcançar os seus objectivos o plano abrange quatro sectores específicos: Transportes, Residencial e Serviços, Indústria e Estado. A área residencial integra três grandes programas de eficiência energética: o Programa Renove Casa & Escritório, o Sistema de Eficiência Energética nos Edifícios e o Programa Renováveis na Hora referido anteriormente.

Apesar do DL 363/2007 estar mais direccionado e explicito para a microprodução de energia eléctrica a partir de energias renováveis, a micro-cogeração a partir de energias convencionais também é abrangida por este documento uma vez que é igualmente considerada como microprodução.

### **3.3. Aspectos Regulamentares**

Tendo em conta o conceito da figura produtor-consumidor e a actividade de produção de electricidade para instalações com baixas potências, os decretos-lei abordados e que se enquadram no âmbito da micro-cogeração, foram o DL 68/2002 e o DL 363/2007. Assim, nos subcapítulos seguintes são descritos os aspectos regulamentares associados a cada decreto.

#### **3.3.1. Decreto-Lei nº68/2002 de 25 de Março**

O DL 68/2002 regula a actividade de produção em BT destinada predominantemente a consumo próprio, sem prejuízo de poder entregar a produção a terceiros ou à rede pública.

Segundo este decreto o produtor-consumidor tem o direito de consumir ou ceder a terceiros a energia eléctrica por si produzida, de entregar ao SEP a parte da energia eléctrica produzida que exceder o consumo e de se ligar à rede quando necessário. É no entanto obrigado a consumir 50% da sua energia produzida (eléctrica ou eléctrica e térmica) “in loco”, podendo esta ser destinada a consumo próprio ou de terceiros para fins domésticos, comerciais, industriais ou de prestação de serviços. A restante

energia pode ser injectada na rede eléctrica desde que não apresente uma potência de entrega superior a 150 kW.

Define também que a actividade de produção de energia com autoconsumo de energia integra-se no SEI e pode ser exercida por pessoas singulares ou colectivas, patrimónios autónomos e outras entidades. A instalação de produção pode ser constituída por um ou mais microgeradores desde que cumpram as condições referidas anteriormente.

O projecto de instalação está sujeito à aprovação pelas direcções regionais do Ministério da Economia (DRE) e deve conter as informações necessárias para a elaboração do projecto, designadamente relativas ao ponto de recepção, tensão, potência e dispositivos de segurança.

De acordo com este decreto, o sistema remuneratório aplicável à entrega de energia eléctrica ao SEP é estabelecido pela Portaria nº 764/2002 de 1 de Julho. O tarifário deve atender, designadamente, aos custos evitados pelo SEP pelo recebimento da energia eléctrica do produtor-consumidor e aos benefícios de natureza ambiental resultantes da maior eficiência da instalação de produção na utilização de energia primária. Estas instalações são remuneradas de acordo com a seguinte fórmula:

$$VRD_m = VRD(BTE)_m + C_t \times EEC_m \times \frac{IPC_{dez}}{IPC_{ref}}$$

Em que:

- $VRD_m$  é a remuneração aplicável a instalações de produção em BT, no mês  $m$ , expressa em euros (€);
- $VRD(BTE)_m$  é o valor da energia eléctrica entregue à rede do SEP, no mês  $m$ , pela instalação de produção, calculado com base no tarifário em vigor para a venda a clientes finais em baixa tensão especial (BTE) (Anexo B), em ciclo semanal ou diário, sem consideração do termo tarifário fixo nem do termo da potência contratada. O Despacho nº 12827/2003 de 25 de Março, veio esclarecer o cálculo desta parcela. Assim, em termos de preços do tarifário para a venda a clientes finais em BTE, considera-se que estes são os correspondentes às tarifas de médias utilizações (MU) dado que estas proporcionam rentabilidades que justificam o investimento e os riscos associados, sendo a única capaz de viabilizar as tecnologias de microgeração existentes no mercado. É expressa em euros (€);
- $C_t$  é um coeficiente correspondente ao tipo de tecnologia utilizada pela instalação de produção (€/kWh) o qual:



- i. Deve corresponder ao prémio por kWh necessário para viabilizar economicamente a instalação de produção de energia eléctrica, atendendo ao interesse em promover a tecnologia;
  - ii. Pode tomar os seguintes valores:
    - Motores ciclo Otto: € 0,01/kWh
    - Microturbinas de Gás: € 0,015/kWh
    - Motores ciclo Stirling: € 0,02/kWh
    - Pilhas de Combustível: € 0,20/kWh
    - Painéis solares fotovoltaicos: € 0,20/kWh
    - Outros equipamentos autónomos: € 0,015/kWh
- $EEC_m$  é a energia fornecida à rede do SEP pela instalação, no mês  $m$  (kWh);
  - $IPC_{dez}$  é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, no mês de Dezembro do ano imediatamente anterior ao do mês  $m$ ;
  - $IPC_{ref}$  é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês de Dezembro do ano anterior ao da publicação do despacho que estabeleceu o valor de  $C_t$  aplicável à instalação de produção.

O montante de remuneração é aplicável à energia fornecida, à rede do SEP, pelas instalações de produção de energia eléctrica nos primeiros 120 meses.

### **3.3.2. Decreto-Lei nº363/2007 de 2 de Novembro**

Os aspectos regulamentares associados à microprodução estão definidos no DL 363/2007 que veio simplificar o regime de licenciamento existente, substituindo-o por um regime de registo simples, sujeito a inspecção de conformidade técnica.

Neste documento legislativo, o produtor tem direito a instalar um equipamento de microgeração com uma potência máxima de 50% da sua potência contratada, excepto para instalações eléctricas de utilização em nome de condomínios, e vender toda a energia produzida à Rede Eléctrica de Serviço Público (RESP) desde que se encontre registado no Sistema de Registo da Microprodução (SRM). Este Sistema consiste numa plataforma electrónica de interacção entre os produtores e a Administração destinado ao registo das unidades de microprodução, com informação do respectivo titular e instalador, sendo a DGEG o órgão responsável pela sua criação, manutenção e gestão. No âmbito deste decreto, apenas é remunerada a energia activa entregue à RESP de acordo com dois regimes remuneratórios:

- Regime Geral, aplicável a qualquer produtor-consumidor de baixa tensão que instale unidades de microprodução de electricidade monofásica com potência de ligação até 5,75 kW;



- Regime Bonificado, aplicável a produtores com unidades de microprodução com potência de ligação até 3,68 kW que utilizem fontes de energia renováveis como solar, eólica, hídrica, cogeração a biomassa ou pilhas de combustível com base em hidrogénio proveniente de microprodução renovável.

Um produtor que forneça electricidade à rede a partir de tecnologias de cogeração, está abrangido pelo regime geral de remuneração. De acordo com este regime, a tarifa de venda de electricidade é igual ao custo da energia do tarifário aplicável pelo comercializador de último recurso do fornecimento à instalação de consumo.

Relativamente ao regime bonificado este é aplicável aos produtores com unidades de microgeração que utilizem as fontes de energia renovável descritas anteriormente, estando no entanto sujeitos às seguintes condições:

- No caso de unidades de cogeração a biomassa, desde que esta esteja integrada no aquecimento do edifício;
- No caso de unidades de microprodução que utilizem outras fontes de energia diferentes da prevista no ponto anterior, desde que estas disponham de colectores solares térmicos para aquecimento de água na instalação de consumo, com um mínimo de 2 m<sup>2</sup> de área de colector;
- No caso dos condomínios, desde que estes realizem uma auditoria energética ao edifício e que tenham implementado as medidas de eficiência energética identificadas na auditoria com um período de retorno até dois anos.

No regime bonificado cada produtor terá uma tarifa única garantida nos primeiros cinco anos após instalação, sendo a tarifa sucessivamente reduzida nos dez anos seguintes ao fim do qual será aplicada a tarifa do regime geral de remuneração.

O tarifário de referência é de € 650/MWh e depende do tipo de energia renovável utilizada, mediante a aplicação das seguintes percentagens:

- Solar: 100%
- Eólica: 70%
- Hídrica: 30%
- Cogeração a Biomassa: 30%
- Pilhas de combustível com base em hidrogénio proveniente de microprodução renovável: percentagem consoante o tipo de energia renovável utilizada para a produção de hidrogénio
- Combinação das fontes de energia: média ponderada das percentagens individuais aplicáveis utilizando como factor de ponderação os limites máximos de energia entregue à rede.





### **3.4. Outros incentivos**

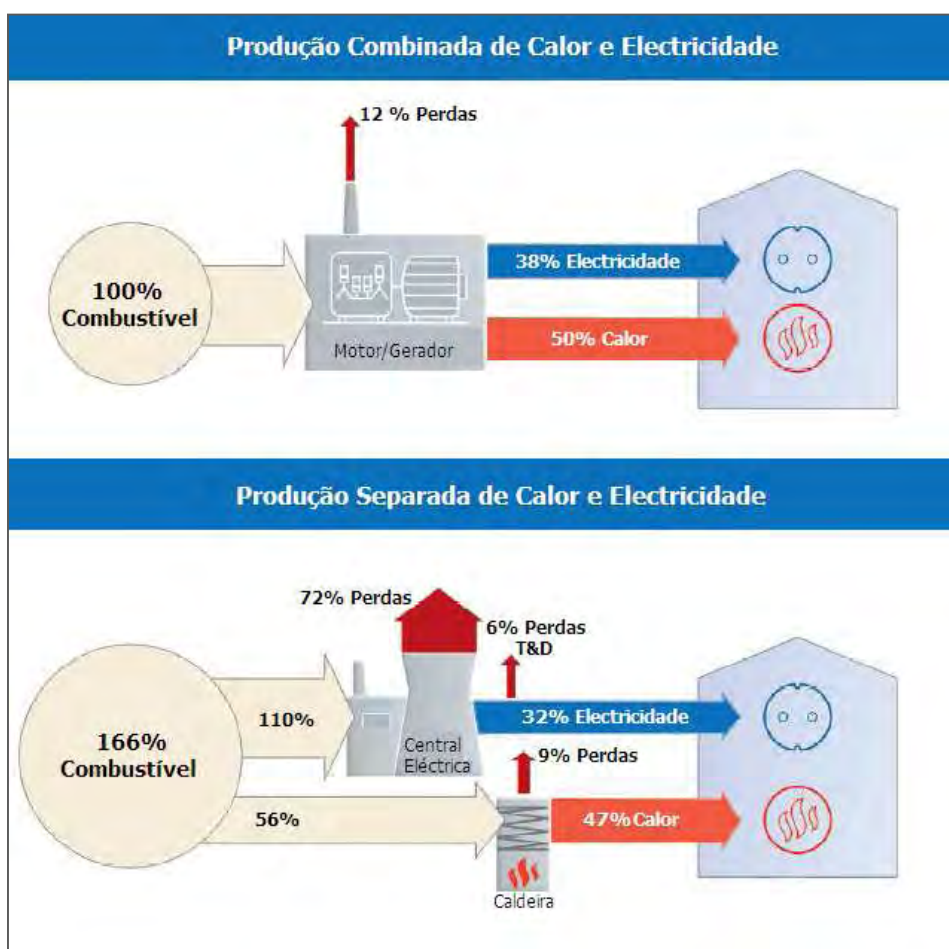
Segundo o orçamento de estado para 2009, os contribuintes que optem pela instalação de equipamentos novos para utilização de energias renováveis, assim como equipamentos para a produção de energia eléctrica e ou térmica por microturbinas a gás natural com potência até 100kW, incluindo equipamentos complementares indispensáveis ao seu funcionamento podem deduzir até 30% do custo do equipamento de microgeração até 796 euros. Em complemento, o rendimento obtido com a energia produzida, de montante inferior a € 5000, resultante da actividade de microprodução fica excluído de tributação em IRS.



#### 4. Micro-cogeração e tecnologias de conversão

O conceito de micro-cogeração também conhecida como *micro combined heat and power* (MCHP) tem vindo a ganhar ímpeto nos últimos anos, no entanto as raízes tecnológicas da micro-cogeração remontam ao início do desenvolvimento de motores Stirling nos séculos XVIII e XIX.

O princípio da produção combinada de calor e electricidade ou cogeração assenta na melhoria do rendimento do uso dos combustíveis através da produção simultânea de calor e electricidade. A mesma quantidade de combustível gera mais energia, e são menores as perdas em comparação com as centrais termoelétricas convencionais, uma vez que o calor produzido no processo de combustão é captado e utilizado para aplicações úteis como o aquecimento de espaços, águas quentes sanitárias (AQS) ou refrigeração [PERCH, 2008].



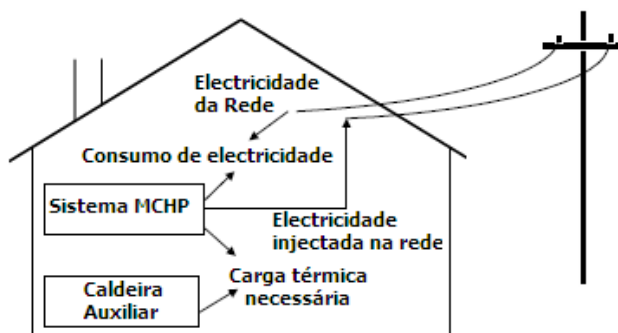
**Figura 4-1** | Produção combinada vs produção separada de calor e electricidade [adaptado de PERCH, 2008]

Nas unidades convencionais de produção de energia eléctrica, aproximadamente 35 % do potencial da energia contido no combustível são convertidos em electricidade, enquanto o resto é perdido na forma de calor. Além disto, as perdas adicionais associadas no transporte e na distribuição de electricidade desde a central eléctrica são cerca de 5 a 10%. Estas perdas são superiores quando a electricidade é distribuída nos pequenos consumidores. Mesmo as tecnologias mais avançadas não convertem mais de 55 % do combustível em energia útil.

Através da utilização do calor a eficiência de um sistema de cogeração pode atingir mais de 90%, o que significa que apenas 10 % do combustível consumido é perdido sobre a forma de calor. Além disso, como a electricidade gerada pelo sistema de cogeração geralmente é usada no local, as perdas associadas ao transporte e à distribuição da electricidade são praticamente negligenciáveis. Deste modo, a cogeração oferece economias de energia entre os 15 e os 40% quando comparada com o fornecimento de electricidade e calor das centrais eléctricas e das caldeiras [PERCH, 2008].

Devido ao facto da electricidade ser mais fácil e económica de transportar que o calor, as instalações de cogeração devem situar-se tão perto quanto possível do local onde o calor é consumido. Idealmente os equipamentos de cogeração são dimensionados para cobrir as necessidades térmicas. Caso contrário será necessário um sistema adicional de fornecimento de calor diminuindo as vantagens ambientais resultantes do uso deste sistema. Estes são os fundamentos básicos da cogeração. Quando a electricidade gerada é inferior à necessária, é então preciso compensar através da rede.

Os sistemas de micro-cogeração são constituídos por uma unidade designada tecnologia de conversão e uma caldeira auxiliar, que tal como o nome indica, destina-se a compensar picos no consumo de energia, falhas de abastecimento pela rede ou ainda quando houverem intervenções técnicas na unidade de produção.



**Figura 4-2** | Desenho de um sistema de micro-cogeração doméstico [adaptado de Pehnt et al., 2006]



A micro-cogeração pode ter várias aplicações nomeadamente nos sectores doméstico e de serviços sejam hotéis, escolas, hospitais, alojamentos ou edifícios públicos (tabela 4-1). Cada proprietário tem de avaliar as suas necessidades de calor e de energia eléctrica e escolher adequadamente a unidade de cogeração, em termos da potência eléctrica desejada para que o sistema seja economicamente viável.

**Tabela 4-1** | Capacidade de sistemas de MCHP de acordo com o tipo de edifício [PERCH, 2008]

	Pe (kW)	Pt (kW)
Residencial, unifamiliar ou duplex	1	4 – 10
Edifício multi-familiar	5 – 30	Até 100
Vários apartamentos	5 – 30	Até 100
Casas de repouso	10 – 30	Até 200
Hotel	30 – 50	Até 300
Escola	Até 50	Até 300

Uma importante característica dos sistemas de micro-cogeração é o facto de serem simples de instalar, muito flexíveis e ocupam geralmente espaços reduzidos.

Diversas tecnologias de conversão foram desenvolvidas para a aplicação nos sistemas de MCHP. As tecnologias mais conhecidas são as micro-turbinas. No entanto, neste trabalho serão abordadas as tecnologias com desenvolvimentos mais recentes e mais competitivas como os motores de combustão interna (MCI), motores Stirling, células de combustível e serão igualmente referidas tecnologias desenvolvidas recentemente, como motores de expansão de vapor.

**Tabela 4-2** | Características de tecnologias de micro-cogeração [Pehnt et al., 2006]

Tecnologia de Conversão	$\eta_e$ [%]	$\eta_g$ [%]	Nível de Ruído	Emissões Poluentes	Flexibilidade de Combustível	Disponibilidade de Mercado
MCI	20-25	> 85	Médio	Relativamente elevadas, dependendo da tecnologia do motor e da manutenção	Média	Disponível comercialmente
Motor Stirling	10-24	> 85	Baixo	Muito baixas a médio	Elevada	Perto do mercado
Células de Combustível	28-35	80-85	Baixo	Nulas ( $H_2$ ) a quase nulas (HC)	Média	Instalações piloto, I&D
Motor de Expansão de Vapor	n.a.	n.a.	Baixo	Ainda não foram medidas, mas em princípio semelhantes aos motores Stirling	Elevada	I&D

Estas tecnologias de conversão podem ser usadas com quase todo o tipo de combustível sejam combustíveis fósseis como o gás natural, carvão bem como derivados do petróleo ou até mesmo energias renováveis como o biogás, óleo vegetal,

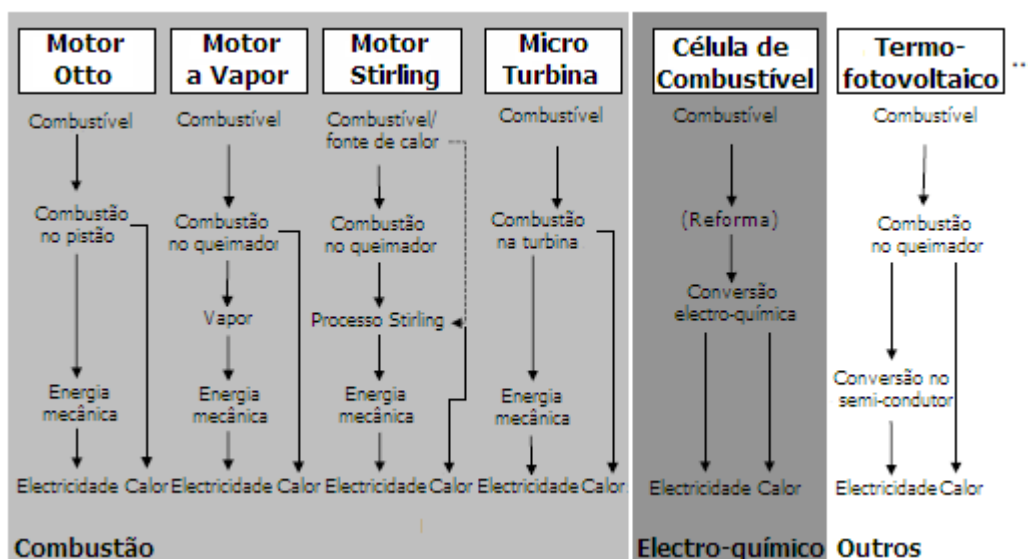
“pellets” ou ainda o hidrogénio. No entanto, a maioria dos sistemas de MCHP usa como combustível o gás natural porque é de combustão fácil e limpa, encontrando-se disponível e é facilmente transportável.

Estes sistemas atingem elevadas eficiências energéticas, representando economias nos recursos e menores emissões de GEE.

#### 4.1. Tecnologias de Conversão

Uma tecnologia de conversão tem como objectivo a transformação de energia primária disponível em energia final.

O processo de conversão pode ser baseado na combustão seguido da conversão do calor em energia mecânica que através de um gerador é convertida em electricidade. Alternativamente, pode basear-se na conversão electroquímica directa de energia química para energia eléctrica (figura 4-3).



**Figura 4-3** | Processos de conversão de tecnologias de micro-cogeração [adaptado de Pehnt et al., 2006]

##### 4.1.1. Motores de combustão interna

Em aplicações de MCHP, são usados tipicamente motores de ignição por faísca mais conhecidos como MCI que funcionam segundo o ciclo Otto. Num MCI, o combustível é misturado com ar e é comprimido num cilindro. A energia de activação necessária para iniciar a combustão desta mistura é fornecida através da libertação de uma faísca entre os eléctrodos de uma vela. Os gases quentes expandem-se, movendo o êmbolo

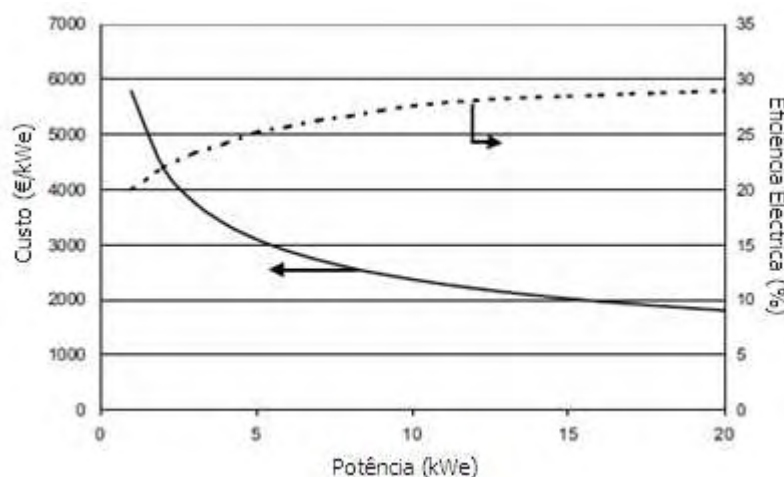


causando o movimento rotativo da cambota. A energia mecânica produzida pela combustão da mistura ar-combustível é convertida em electricidade através do gerador. O calor proveniente dos gases de exaustão assim como o calor dos sistemas de arrefecimento do motor é recuperado de modo a poder ser utilizado no sistema de aquecimento.

As características típicas associadas a este tipo de aplicações com MCI são a existência de uma larga gama de potências e a sua versatilidade de combustíveis. Habitualmente este tipo de motores utilizam como combustíveis o gás natural ou gasóleo no entanto, já existem aplicações a biocombustível e biomassa.

Devido às suas partes móveis, os motores necessitam de operações de manutenção mais frequentemente. Outro inconveniente são as suas emissões, dado que as emissões de dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) e dióxido de enxofre ( $\text{SO}_2$ ) dependem fortemente do tipo de combustível utilizado. As quantidades de óxidos de azoto ( $\text{NO}_x$ ), monóxido de carbono ( $\text{CO}$ ) e hidrocarbonetos inqueimados ( $\text{HC}$ ) presentes nos gases de exaustão também dependem de outras condições da combustão, como a temperatura e a quantidade de ar.

A eficiência eléctrica dos MCI depende muito da capacidade eléctrica do sistema (figura 4-4).



**Figura 4-4** | Custo e eficiência eléctrica de MCI em função do tamanho do sistema [adaptado de Pehnt et al., 2006]

Para tamanhos inferiores a 15 kWe, a eficiência global geralmente não excede os 26 %. A eficiência térmica depende do sistema e do nível de integração do calor [Pehnt et al., 2006].

A eficiência total (combinação da eficiência eléctrica e da eficiência térmica) varia entre os 80 e acima dos 90 %. De forma semelhante ao que acontece com a eficiência



eléctrica, o preço por kWe depende da capacidade eléctrica do sistema [Pehnt et al., 2006].

Actualmente estão comercialmente disponíveis e já são produzidos por várias empresas (anexo A) a nível mundial.

#### **4.1.2. Motores Stirling**

Contrariamente ao que sucede nos motores por ignição a faísca convencionais, o seu cilindro é fechado e a combustão dá-se fora do cilindro. O êmbolo move-se no cilindro devido à compressão e expansão de um gás (por exemplo hélio ou nitrogénio) que se encontra no seu interior denominado fluido de trabalho, através de duas câmaras, alternando o aquecimento e o arrefecimento do cilindro através da combustão externa. A energia mecânica resultante deste movimento é então convertida em electricidade.

Dado que o fluido de trabalho se encontra encerrado num sistema fechado, a quantidade deste permanece constante ao longo do ciclo de vida do motor logo o seu custo é reduzido pois não serão necessárias trocas e este pode ser seleccionado de acordo com as suas propriedades térmicas.

Os motores que funcionam com o ciclo Stirling podem ser desenhados de maneira a terem várias configurações, dependendo do número de êmbolos e cilindros.

O facto de a combustão se dar externamente, permite uma grande variedade de combustíveis: combustíveis líquidos ou gasosos, carvão, produtos da liquefacção ou gaseificação do carvão, biomassa, biocombustível, etc. É possível mudar de combustível durante a operação sem necessidade de parar ou fazer ajustes no motor. Em princípio podem ser utilizadas outras fontes de calor tal como radiação solar concentrada [Educogen, 2001a].

Uma característica típica destes motores é o facto de serem pouco poluentes especialmente ao nível de emissões de  $\text{NO}_x$ , visto que a combustão é contínua, permitindo assim uma queima mais completa e mais eficiente do combustível do que o que acontece nos motores a ciclo Otto. Outra vantagem prende-se com os baixos níveis de ruído devido ao baixo número de peças que se movem e a ausência de combustão interna aumentando o seu potencial de aplicação em residências.

Por outro lado, um dos inconvenientes do motor Stirling é a sua baixa eficiência eléctrica, cerca de 25-30 %, quando o gás natural é utilizado como combustível. Quando são utilizados combustíveis sólidos (por exemplo biomassa) a eficiência pode ser de apenas 15 %. No entanto, a eficiência global não é significativamente mais



baixa do que a que se verifica noutras aplicações de MCHP. Contudo o custo desta tecnologia é a principal desvantagem.

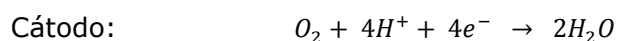
Estes motores ainda se encontram entre a fase de demonstração e a fase de comercialização. Ainda estão a ser desenvolvidos testes de campo mas já se encontram definidos produtos para comercialização e na eminência da produção em série.

Na Europa, especialmente na Holanda e no Reino Unido, esta tecnologia está bastante difundida. Isto porque as características do motor Stirling alinham-se bem com as necessidades térmicas e eléctricas de habitações típicas destes países resultando em muitas horas de operação [Pehnt et al., 2006].

#### **4.1.3. Células de Combustível**

As células de combustível são equipamentos que convertem a energia química contida no combustível directamente em energia eléctrica.

No caso mais simples, a célula de combustível consiste num ânodo e num cátodo revestidos por uma camada catalisadora e separados por um electrólito. O ânodo é alimentado pelo combustível enquanto que o cátodo é alimentado pelo oxidante. Quando o combustível é o hidrogénio molecular as reacções electroquímicas que ocorrem são as seguintes:



Os electrões libertados pela separação das moléculas de hidrogénio no ânodo são conduzidos para o cátodo através de um circuito externo, originando uma corrente eléctrica contínua. Os iões (neste caso protões) são transferidos para o cátodo através do electrólito, onde se associam às moléculas de oxigénio formando moléculas de água. Assim no caso de uma célula de combustível do tipo *Polymer Electrolyte Fuel Cell* (PEFC) o produto da reacção global é apenas água [CEETA, 2002]:



A velocidade da reacção depende do electrólito e do material catalisador utilizado para revestir as superfícies do ânodo e do cátodo. A reacção pode dar-se de forma mais intensa aquecendo o processo e deste modo aumentando a temperatura a que este ocorre [Alanne et al., 2004].





As células de combustível são classificadas em diferentes tipos de acordo com o electrólito utilizado, a temperatura de funcionamento e a fonte de hidrogénio. Hoje em dia são conhecidas cinco tipos diferentes de células:

- AFC – Alkaline Fuel Cell;
- PEFC/PEMFC - Polymer Electrolyte Fuel Cell / Proton Exchange Membrane Fuel Cell;
- PAFC – Phosphoric Acid Fuel Cell;
- MCFC – Molten Carbonate Fuel Cell;
- SOFC – Solid Oxide Fuel Cell

A tabela 4-3 resume algumas das características dos diferentes tipos de células de combustível.

**Tabela 4-3** | Características dos diferentes tipos de células de combustível [adaptado de CEETA, 2002 e Alanne et al., 2004]

Tipo de célula de combustível	Electrólito	Fonte de hidrogénio	Temperatura de funcionamento [°C]	$\eta_e$ [%]	Gama de Potência [kW]
AFC	Hidróxido de potássio (KOH)	H <sub>2</sub> puro	50 – 200	55 – 60	< 7
PEFC/PEMFC	Membrana de polímero	Hidrocarbonetos, metanol	50 – 80	35 – 45	5 – 250
PAFC	Ácido fosfórico	Hidrocarbonetos, álcoois	160 – 210	35 – 45	100 – 200
MCFC	Lítio, potássio, carbonato fundido	H <sub>2</sub> puro, gás natural, propano, diesel	600 – 650	45 – 55	10 – 3000
SOFC	Material cerâmico sólido	Gás natural, propano	600 – 1000	45 – 55	1 – 10000

As unidades de células de combustível utilizadas para micro-cogeração são do tipo PEFC ou SOFC. Recentemente tem-se feito esforços para desenvolver células do tipo MCFC para este tipo de aplicações.

O combustível disponível é o gás natural que é convertido em hidrogénio através de uma reacção de reforma. Esta reacção pode dar-se num dispositivo separado denominado reformador ou, no caso de células de combustível de alta temperatura (SOFC), no seu interior.

Há vários factores que tornam as células de combustível numa tecnologia atractiva. A principal é o rendimento eléctrico pois é superior ao que se obtém no caso dos motores MCI, podendo atingir valores de 45 a 55 %. A reforma do combustível diminui a eficiência mas apesar disto, ainda é possível alcançar eficiências de 40 %. Por outro lado, quanto maior for a temperatura de funcionamento, maior será a eficiência. Além disto, a eficiência eléctrica das células de combustível é imune a diferenças de carga.



Outro benefício é a sua baixa taxa de emissões. Se for utilizado como combustível hidrogénio puro, a única emissão é água. Se for utilizado o reformador, ocorre a formação de CO<sub>2</sub> e quantidades mínimas de óxidos de enxofre e nitrogénio, dependendo do tipo de combustível utilizado.

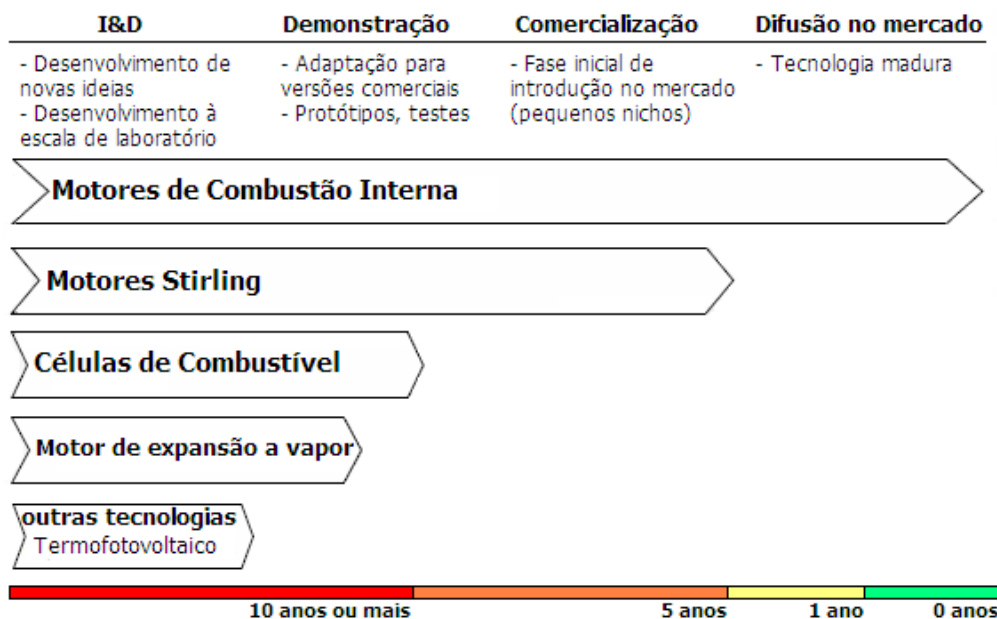
Contudo, até ao momento é ainda pouco claro se as células de combustível conseguirão atingir as mesmas eficiências térmicas que as verificadas nos motores. No entanto, o principal inconveniente associado é o custo de investimento podendo ser três vezes superior ao de outras tecnologias como MCI e motores Stirling.

#### **4.1.4. Outras tecnologias**

Actualmente estão a ser desenvolvidas várias tecnologias para conversão de energia através de micro-cogeração. Entre os conceitos mais avançados, máquinas baseadas em ciclos de Rankine estão sob desenvolvimento. Este ciclo é o protótipo ideal para motores a vapor. Apesar de em pouco número, já existem várias empresas a desenvolverem esta tecnologia embora ainda nenhum dos produtos se encontre comercialmente disponível.

Há ainda outras tecnologias que ao contrário das tecnologias convencionais baseadas em processos electroquímicos (células de combustível) ou em motores de combustão (MCI, Stirling ou a vapor) são baseadas em semicondutores que convertem as perdas de energia radiante de uma fonte de calor directamente em electricidade através de uma célula fotovoltaica modificada. Esta tecnologia é denominada termofotovoltaica e encontra-se em fase de investigação não sendo esperada a sua integração no mercado da micro-cogeração a curto ou médio prazo [Pehnt et al., 2006].

Na figura 4-5 é apresentado o estado de desenvolvimento e em que fases de comercialização ou de difusão de mercado, se encontram as tecnologias referidas anteriormente.



**Figura 4-5 |** Estado de desenvolvimento no mercado de tecnologias de MCHP [adaptado de Pehnt et al., 2006]

#### 4.2. Integração na rede eléctrica

A operação deste tipo de equipamentos implica, normalmente, o fornecimento de electricidade à rede. O sistema deve estar então interligado com a rede principal do fornecedor da electricidade. Neste sentido, devem ser efectuados acordos com os operadores de rede, para não colocar em risco a segurança de ambos os sistemas. Os requisitos técnicos para as interligações das instalações de MCHP são estabelecidos pela entidade operadora dos sistemas de distribuição. A instalação deve cumprir os seguintes critérios mínimos para a interligação do sistema à rede:

- Medição da carga de pico por medição directa, ou por curva de carga incluindo a possibilidade de aquisição remota dos dados;
- Medição de carga activa e reactiva em ambos os sentidos;
- Disponibilidade de um interruptor de interligação.

Outras condições técnicas e operacionais serão definidas pelo operador do sistema de distribuição dependendo da forma da energia primária, da tecnologia bem como da categoria e tipo de consumo [PERCH, 2008].

Não há nenhum obstáculo técnico de maior à conexão dos sistemas de MCHP à rede eléctrica sendo uma questão mais comercial, do que qualquer outra, uma vez que envolve a definição de taxas de remuneração para a electricidade fornecida.



### 4.3. Tecnologias de Comunicação

Os sistemas de micro-cogeração, que funcionam em residências ou pequenos edifícios comerciais são explorados de acordo com as necessidades de calor, injectando-se a energia eléctrica na rede, como um subproduto do sistema [PERCH, 2008].

Através de tecnologias de comunicação como o *net metering* (denominado por contagem à distância ou ainda telecontagem) a energia produzida em excesso, por exemplo numa residência, é vendida instantaneamente.

Outro aspecto positivo do *net-metering* é o facto de ser facilmente configurável. Permite também registar a electricidade à saída e à entrada do edifício.

O *net metering* é o mais simplificado tipo de ligação à rede eléctrica que compensa a produção do produtor com a electricidade que consome. Esta ligação permite que venda à rede o excesso da electricidade produzida ou a compensação noutro momento da energia consumida. A gama de aplicações das regras do *net metering* varia significativamente nos diversos países europeus [PERCH, 2008].

Nos países onde existe regulamentação aplicada, a telecontagem é utilizada de acordo com as respectivas potências de electricidade regulamentadas. Normalmente o ponto de contagem para os pequenos sistemas é instalado no ponto de interligação.

O sistema tem que cumprir as regras técnicas e organizacionais a que os operadores de rede e consumidores de electricidade estão sujeitos.

Em Portugal, a telecontagem é vista como suporte essencial ao ML de energia eléctrica, permitindo a gestão de energia. Com milhares de micro-produtores com tendência para aumentar, e um grande fornecedor disponíveis e com condições tarifárias que podem mudar de hora a hora, cada interveniente terá de tomar decisões sobre como e quando produzir ou consumir, em que regime horário e com que intensidade funcionar ou mesmo quando cessar momentaneamente a actividade. A introdução da telecontagem é portanto essencial pois são sistemas de decisão em tempo real, possibilitando a hipótese de efectuar escolhas inteligentes em termos de estratégias de consumo e produção, tendo em conta as tarifas, as necessidades de consumo e o potencial de produção [Simões, J.B., 2008].



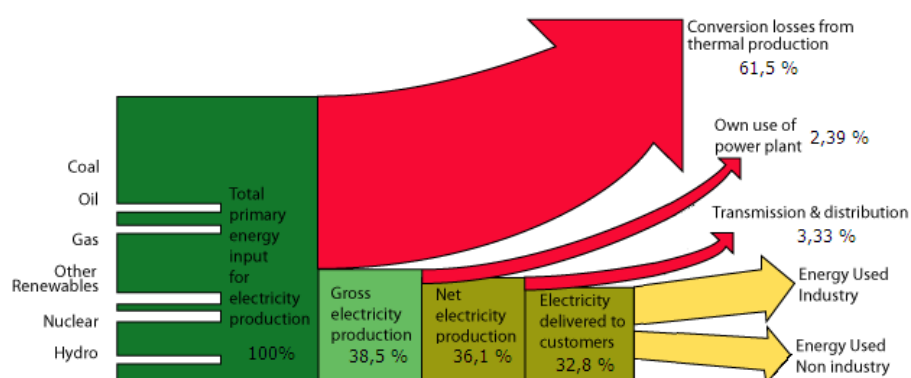
## 5. Impactos e barreiras da micro-cogeração

### 5.1. Impactos Económicos e no SEN

#### 5.1.1. Dependência energética

O consumo global de gás natural está a aumentar e o sector eléctrico recorre cada vez mais a este combustível para produzir electricidade. Com este ascendente, torna-se cada vez mais preocupante a segurança do abastecimento. Portugal está sujeito a uma forte dependência energética do exterior o que se reflecte também ao nível de importações de gás natural. Esta insegurança do fornecimento incentiva a criação e a adopção de novas estratégias por parte do governo. Uma destas estratégias pode passar pelo investimento em tecnologias de MCHP já que possibilitam um aproveitamento mais eficiente dos recursos energéticos.

De acordo com a figura 5-1 estima-se que da energia primária utilizada para produzir electricidade em centrais eléctricas, apenas 38,5 % do combustível é efectivamente convertido em electricidade correspondendo a 61,5 % de perdas sob a forma de calor, que não é aproveitado. Entrando também em consideração com aspectos como as perdas do funcionamento das próprias centrais e as perdas que se verificam no transporte e na distribuição da energia eléctrica, apenas 32,8 % da energia primária que é utilizada chega aos consumidores finais traduzindo-se numa eficiência de conversão bastante reduzida.



**Figura 5-1** | Perdas energéticas globais do sector eléctrico [adaptado de WADE, 2009]

Num sistema de MCHP como há aproveitamento de calor, este permite a obtenção de eficiências globais na ordem dos 80 a 90 %, levando a um menor consumo de combustível para a produção da mesma quantidade de energia final.

No entanto, nem todas as tecnologias de MCHP aumentam a eficiência energética quando comparadas com as centrais convencionais pelo que eficiências elevadas são

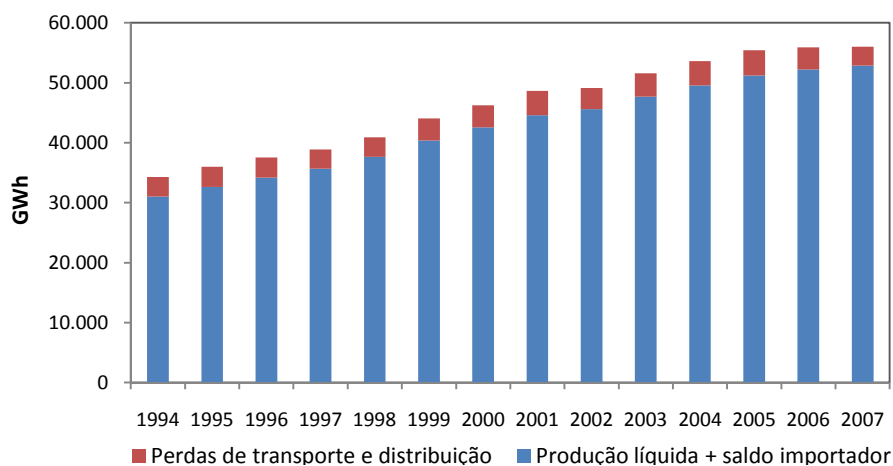


um pré-requisito para a obtenção de impactos positivos na segurança do fornecimento e no ambiente.

### 5.1.2. Perdas na rede

As redes de distribuição e transmissão são operadas para transportar electricidade de centrais eléctricas até consumidores dispersos. Uma larga difusão de tecnologias de microgeração pode mudar este conceito.

Em Portugal, as perdas de energia eléctrica associadas ao seu transporte e distribuição desde a sua fonte produtora até ao consumidor representaram em 2007 cerca de 6 % da energia total produzida no SEN (figura 5-2).



**Figura 5-2 |** Perdas de transporte e distribuição no SEN [DGEG, 2009b]

Em contraste com as grandes centrais, as unidades de MCHP têm a grande vantagem de estarem instaladas junto ao local de consumo reduzindo assim as distâncias de distribuição de electricidade até aos consumidores diminuindo desta forma as perdas correspondentes ao transporte e distribuição. Contudo, os efeitos benéficos são difíceis de quantificar, já que estas perdas podem variar de 1 % até 20 % dependendo da localização do consumidor e das características da rede.

Segundo um estudo realizado por *Mendez et al.* (2002) que analisou as perdas de distribuição para diferentes níveis de penetração de tecnologias de geração distribuída, geralmente as perdas na rede diminuem com elevados níveis de penetração destas tecnologias. No entanto, as perdas aumentam com níveis muito elevados de penetração conduzindo a correntes significativas da BT para a MT. O ideal será a elevada penetração destas tecnologias mas de forma a que as unidades estejam suficientemente dispersas.



Estas perdas traduzem-se em custos pois para satisfazer a procura total de electricidade será necessário compensar essas perdas através da produção de mais energia reflectindo-se no preço final da energia entregue ao consumidor. De acordo com a *ERSE* (2007), em 2008 cerca de 23 % da tarifa de vendas a clientes de BT correspondia ao acesso às redes.

Uma das mais-valias das tecnologias de MCHP, até quando comparadas com tecnologias com FER, é o facto de poder substituir a necessidade de expansão das redes reduzindo assim o investimento necessário ao reforço das infra-estruturas da rede.

#### **5.1.3. Fiabilidade no abastecimento**

Hoje em dia, à medida que a complexidade das tecnologias aumenta também as flutuações de voltagem aumentam. Estas flutuações podem causar falhas de electricidade custosas [WADE, 2009]. Em Portugal, a falha de energia eléctrica não é muito comum no entanto, uma introdução de fontes de produção dispersas significa para o produtor uma redução de vulnerabilidade e a segurança no abastecimento individual tendo o abastecimento de energia um elevado grau de fiabilidade e qualidade.

#### **5.1.4. Serviços auxiliares**

Segundo *Pehnt et al.* (2006) as tecnologias de MCHP poderão prestar serviços auxiliares às infra-estruturas da rede. Actualmente as centrais eléctricas são responsáveis por fornecer estes serviços auxiliares necessários para manter a qualidade elevada da energia eléctrica. Estes serviços incluem a provisão de energia de reserva auxiliando a reposição de energia da rede depois de um *blackout* e o controlo dos níveis de tensão. Para manter o fornecimento de electricidade com elevado grau de fiabilidade e qualidade num futuro com mais produção a partir de fontes descentralizadas, estas tecnologias podem vir a fornecer alguns destes serviços auxiliares.

A MCHP pode também resultar num descongestionamento da rede nas horas de ponta. Por exemplo, numa residência familiar os maiores consumos ocorrem tipicamente à noite, enquanto que os picos de consumo nas redes ocorrem normalmente ao meio-dia. Tendo em conta estas diferenças, o horário diário de operação de unidades de MCHP pode em princípio ser adaptado aos picos de consumo nas redes. No entanto, este ajuste na produção depende do tipo de configuração do sistema de MCHP.



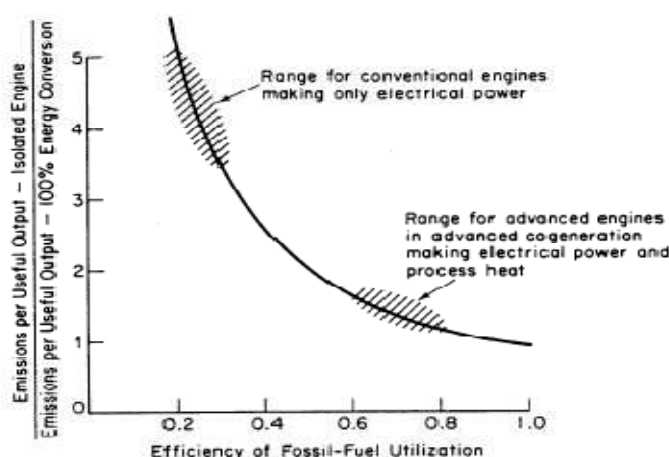
A adaptação do horário de funcionamento dos sistemas de MCHP aos picos de consumo nas redes pode ser efectuada através da instalação de tanques de armazenamento de água quente. Nas unidades de MCHP o principal factor que limita o controlo da produção de energia eléctrica é a carga térmica necessária, dado que a produção de energia eléctrica depende das necessidades de calor no local da produção. Contudo, os tanques de armazenamento de água quente podem ajudar a desassociar até uma certa extensão, a produção de electricidade à produção de calor. Estes equipamentos são regularmente instalados com unidades de MCHP uma vez que permitem uma operação mais contínua do sistema. Se operados e controlados apropriadamente, poderão aumentar ou diminuir a produção de electricidade quando pretendido [Pehnt et al., 2006].

Este tipo de modelação nas cargas pode também contribuir para a melhoria da fiabilidade do sistema como um todo.

## 5.2. Impactos Ambientais

### 5.2.1. Emissões atmosféricas

Em adição à poupança de combustível a MCHP pode levar a uma redução das emissões de GEE uma vez que converte o combustível de forma mais eficiente. A eficiência tem um impacto directo nas emissões como é demonstrado na figura 5-3, garantindo que a qualidade do combustível utilizado na produção separada de calor e electricidade é a mesma do utilizado na MCHP.



**Figura 5-3** | Impacto da eficiência do combustível na emissão de poluentes [EDUCOGEN, 2001a]





Contudo, nem sempre é certo que a MCHP diminua as emissões totais pois depende da tecnologia de MCHP, das tecnologias utilizadas para a produção separada de electricidade e calor e o tipo de combustíveis primários. É também possível obter uma diminuição num poluente (por exemplo  $\text{CO}_2$ ) mas um aumento de outro (por exemplo  $\text{NO}_x$ ). Os MCI são das tecnologias de MCHP com mais potencial para causar impactos negativos na qualidade do ar devidas às emissões de  $\text{NO}_x$  [EDUCOGEN, 2001a].

Num estudo realizado por *Strachan et al.* (2002) foi efectuada a comparação entre os impactos da introdução de MCI no Reino Unido e na Holanda revelando resultados positivos em ambos os países quanto à redução de emissões de  $\text{CO}_2$ . As emissões deste poluente foram calculadas em função da intensidade carbónica dos combustíveis primários, da eficiência das tecnologias e do número de horas de funcionamento do motor. No ano de 1997 a Holanda atingiu uma redução entre 4,4 e 6,7 milhões de toneladas de  $\text{CO}_2$  o que corresponde a cerca de 2,4 % das emissões nacionais deste país. No Reino Unido para o mesmo ano também se verificaram reduções apesar de não tão significativas (0,07 – 0,11 %).

Comparando as três tecnologias de MCHP abordadas (MCI, motor Stirling e célula de combustível) a que poderá apresentar um maior nível de emissões, particularmente de  $\text{NO}_x$ , será o MCI devido ao facto da combustão ser descontínua.

O motor Stirling pelo facto de funcionar com combustão contínua apresenta níveis baixos de emissões. Isto também acontece nas células de combustível devido à natureza electroquímica da combustão.

Examinando do ponto de vista do potencial de redução das emissões de GEE ao nível do objecto de fornecimento (i.e. residência unifamiliar ou edifício), o potencial de mitigação é relativamente baixo dado que os sistemas de MCHP não garantem todas as necessidades energéticas. Ou seja, a electricidade adicional proveniente da rede e o calor fornecido por uma caldeira auxiliar devem ser tidos em conta.

### **5.2.2. Pegada ecológica**

A pegada ecológica é um indicador que analisa a quantidade de recursos necessários apresentada em termos da área correspondente ao solo produtivo necessário para suportar as actividades e modos de vida de um indivíduo ou população. Comparando a produção centralizada com a descentralizada, utilizando o mesmo combustível, a pegada ecológica das tecnologias de MCHP será inferior, visto que esta apresenta maiores eficiências implicando assim menores consumos de combustível.

A tabela 5-1 apresenta o resultado de um estudo que compara o uso típico do solo necessário para a produção centralizada e para a produção descentralizada.



**Tabela 5-1** | Uso do solo necessário para a produção centralizada e descentralizada [adaptado de WADE, 2009]

Produção	Tecnologia	Área necessária [m <sup>2</sup> /kW instalado]	Potência instalada [kW]	Área total [m <sup>2</sup> ]
Descentralizada	MCHP sector doméstico	0,013	50	0,63
	MCHP sector comercial	0,034	100	3,42
Centralizada	Central a carvão	6,210	250	1553
	Central a gás natural	0,990	250	248

Além da pegada ecológica ser inferior nas tecnologias de MCHP o facto de esta tecnologia requerer áreas pequenas para a sua instalação, também se traduz em poupanças para o produtor.

### 5.3. Impactos Sociais

A aposta em novas tecnologias como é o caso da micro-cogeração, abre uma janela para novas oportunidades de negócio. Os principais interessados são as empresas comercializadoras de electricidade e os seus clientes e as empresas de serviços energéticos (ESCO – *Energy Services Companies*).

Com o desenvolvimento de novas oportunidades de negócio na área de serviços energéticos e a instalação de novas tecnologias de MCHP implica a existência de técnicos qualificados criando assim novas oportunidades de emprego nomeadamente nas áreas de instalação, manutenção e certificação de equipamentos. Actualmente o número de técnicos especializados é relativamente pequeno, principalmente no que toca a estas tecnologias pois diferem muito umas das outras tanto em termos técnicos como em termos das características dos sistemas.

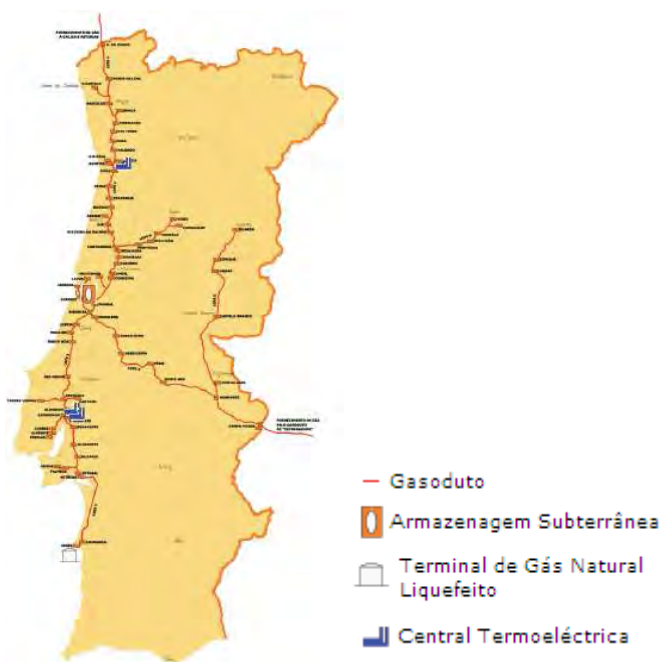
### 5.4. Barreiras à integração das tecnologias de MCHP

Num mundo de competição perfeito, a disseminação da micro-cogeração seria uma função da eficiência do seu custo e tempo. Com o decorrer do tempo, os custos de investimento vão diminuindo e as tecnologias de MCHP vão-se tornando cada vez mais competitivas devido aos efeitos de investigação e produção em massa. Contudo, ainda existem muitas barreiras que limitam a difusão em grande escala destas tecnologias. Segundo *Alanne et al.* (2004), tanto a tecnologia como a energia deviam estar disponíveis a um preço competitivo e devia ainda existir informação de confiança

acessível antes de qualquer produtor estar pronto a tomar uma decisão relativamente ao investimento numa tecnologia de MCHP. Estes factores aliados ao facto desta tecnologia ainda ter preços bastante elevados, parece ser o obstáculo a nível tecnológico e económico mais significativo à introdução em massa das tecnologias de MCHP no mercado. Portanto, a perspectiva da difusão em larga escala das tecnologias de MCHP depende significativamente do seu desempenho a nível económico.

Além do custo podem referir-se outros obstáculos que se põem face à instalação deste tipo de tecnologias que se prendem com incertezas acerca da fiabilidade, da maturidade e da rentabilidade.

As infra-estruturas de abastecimento de combustível, nomeadamente do gás natural, existentes podem também ser um entrave dado que é o combustível mais utilizado em instalações de MCHP. O problema prende-se com a necessidade de uma extensa rede de distribuição de gás natural que consiga chegar a todos os micro-produtores e que ofereça facilidades de ligação. No entanto, os potenciais instaladores de tecnologias de MCHP encontram-se maioritariamente abrangidos pela rede de gás natural do país (figura 5-4).



**Figura 5-4** | Mapa da distribuição da rede de distribuição de gás natural em Portugal [adaptado de REN, 2009b]

O apoio do Estado tem igualmente um papel importante na introdução de novas tecnologias de MCHP sendo em grande parte o responsável pela sua atractividade económica. Este apoio pode surgir sob a forma de subsídios de investimento, taxas e



estratégias políticas favoráveis assim como em termos de flexibilidade ao nível burocrático principalmente no que toca aos processos de licenciamento das instalações. Outro factor que poderá desempenhar um papel preponderante na adopção de sistemas de MCHP será a remuneração da electricidade produzida, através da oferta de tarifas mais vantajosas.

Na tabela 5-2 é apresentada uma listagem de algumas barreiras que dificultam a introdução das tecnologias de MCHP.

**Tabela 5-2 |** Barreiras à integração de tecnologias de MCHP [Alanne et al., 2004]

Barreiras	
Técnicas	Inexistência de ligação à rede de gás natural
	Indisponibilidade de outros combustíveis
	Falta de espaço no edifício a instalar
	Falta de normalização dos módulos de MCHP
Económicas	Baixas taxas de remuneração
	Custos elevados de produção de electricidade
	Falta de fundos para investimentos
	Elevado preço da tecnologia
Políticas	Falta de cooperação de instituições
	Burocracia lenta e inflexível
	Falta de apoio do governo
Sociais	Falta de informação e ignorância relativamente aos benefícios reais da MCHP
	Falta de confiança na tecnologia
	Falta de técnicos qualificados



## 6. Potencial da micro-cogeração em Portugal

### 6.1. Actual

De acordo com um estudo realizado pela COGEN Europe, com base em informação da sua associada COGEN Portugal (associação portuguesa para a eficiência energética e promoção da cogeração), existe em Portugal um potencial técnico de mercado para cogeração com potência eléctrica inferior a 150 kW que é estimado na ordem dos 500 MW. Se este potencial fosse realizado, implicaria uma redução de emissões de CO<sub>2</sub> de cerca de 287.000 t por ano. Embora não se encontre disponível uma desagregação de dados sobre a fracção deste potencial relativo ao mercado indicado para sistemas com potência eléctrica inferior a 50 kW, crê-se que o seu valor continue a ser significativo [ADENE, 2008].

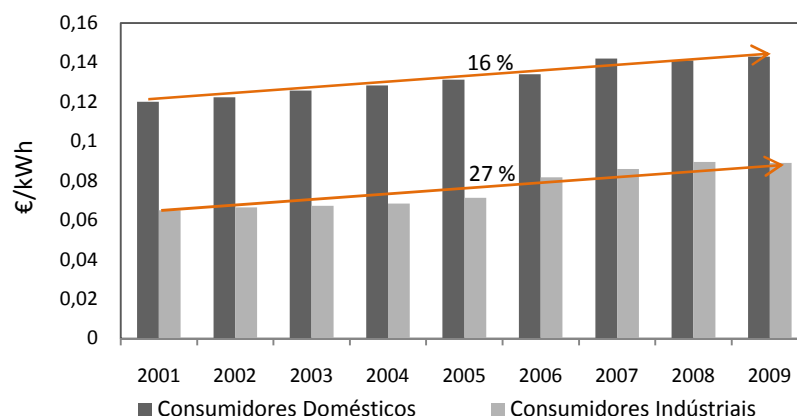
Segundo dados da *COGEN* (2004), no final de 2004 existia:

- Uma célula de combustível de 5 kW da Vaillant no Instituto Superior Técnico, instalado no âmbito de um ensaio de campo;
- Uma microturbina de 30 kW da Capstone na Labelec-EDP;
- Algumas unidades de MCI de 5 kW da SenerTec em hotéis;
- Algumas unidades de MCI de 15 kW da Fiat em hotéis e piscinas.

Comparando com outras tecnologias de microgeração, a micro-cogeração não tem muita representatividade em Portugal. Até à data não havia registo de nenhum projecto de MCHP no sector doméstico, mas já se registavam alguns casos nos sectores comercial e de serviços.

A liberalização do mercado eléctrico conduziu a mudanças significativas na estrutura eléctrica em Portugal. No entanto, até ao momento ainda não se verificaram estes efeitos no mercado do gás natural cujo processo de liberalização ainda está a decorrer. O mercado regulado de fornecimento de electricidade ficou concluído em 2006 e desde esta data, os clientes passam a desempenhar um novo papel já que podem escolher a sua companhia de fornecimento. Isto potenciou a entrada de novos produtores no mercado.

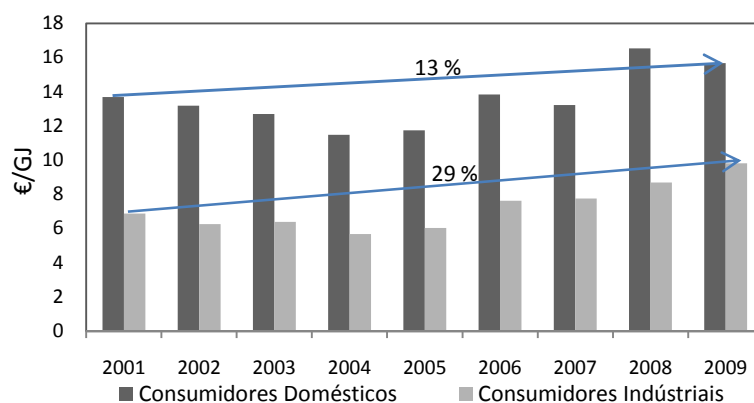
Contudo, o número de clientes que mudaram de fornecedor até ao momento não é significativo não provocando grandes alterações nos preços de electricidade que nos últimos anos tem vindo a aumentar (figura 6-1).



**Figura 6-1** | Evolução do preço de electricidade (sem taxas) nos sectores doméstico e industrial em Portugal [Eurostat, 2009]

De acordo com a Eurostat (2009), Portugal é o quarto país da UE com os maiores preços de electricidade sem taxas para consumidores domésticos.

Os preços do gás natural têm sofrido várias flutuações ao longo dos últimos anos tomando valores superiores para os consumidores domésticos (figura 6-2). De facto, Portugal é o segundo país da UE a praticar preços de gás natural mais elevados para estes consumidores no ano de 2009.



**Figura 6-2** | Evolução do preço de gás natural (sem taxas) nos sectores doméstico e industrial em Portugal [Eurostat, 2009]

A viabilidade de sistemas de MCHP é parcialmente determinada pelo rácio dos preços de electricidade e gás natural. Preços de electricidade elevados são vantajosos para instalações deste tipo enquanto que preços de gás elevados desencorajam o investimento em tecnologias de cogeração que utilizam o gás natural como combustível pelo que o investimento actual nesta unidades tem um risco económico elevado inerente diminuindo a sua viabilidade.



## 6.2. Futuro

O potencial futuro destas tecnologias poderá passar por uma série de fases até atingir a maturidade necessária para a sua plena integração no mercado português. No entanto a integração de novas tecnologias depende essencialmente dos processos de decisão.

Actualmente vários aspectos institucionais e regulamentares devem mudar para que a MCHP possa ter uma maior representatividade no mercado. A longo termo a MCHP descentralizada poderá ter um elevado potencial à medida que os aspectos económicos das tecnologias se tornem cada vez mais atractivos a um número crescente de potenciais operadores [Pehnt et al., 2006].

Na tabela 6-1 são apresentados os eventuais incentivos e obstáculos ao apoio das tecnologias de MCHP para cada um dos actores envolvidos nos processos de decisão, desde as grandes companhias de electricidade e gás natural, passando pelas ESCO's até aos clientes.

**Tabela 6-1** | Incentivos e obstáculos para os actores da MCHP [adaptado de Pehnt et al., 2006]

Actores	Incentivos	Obstáculos
Empresas que desenvolvem a tecnologia	Esperado crescimento no mercado Percepção de uma tendência em direcção à descentralização	Elevados custos de transacção Atitudes depreciativas dos operadores da rede de distribuição
Indústria do Gás	Aumento das vendas de gás Retenção de clientes	Muitas vezes propriedade das companhias de electricidade
Grandes companhias de electricidade	Baixos riscos de investimento Retenção de clientes	Risco de bens desaproveitados
Companhias locais de energia	Retenção de clientes Baixo risco de investimento Aumento do volume de vendas/energia produzida	Elevados custos de transacção Perdas na venda de electricidade vs ganhos na venda de gás natural
Operadores da rede de distribuição	Descongestionamento da rede Picos de consumo reduzidos	Proprietários da rede Perda de receitas (transmissão reduzida)
ESCOs	Oportunidades de negócio	Elevados custos de transacção
Clientes	Produção de electricidade em casa Benefícios ambientais Clientes maiores: benefícios económicos	Elevados custos de transacção Vantagens económicas pequenas ou até mesmo nulas

Crê-se que em termos de difusão da MCHP as ESCOs podem vir a desempenhar um papel crucial tanto em termos de participantes de mercado iniciais como em termos de actores a longo prazo. Enquanto que a maioria dos actores referidos na tabela anterior têm pequenas vantagens económicas ao apostarem na MCHP, várias oportunidades comerciais adicionais podem surgir para as ESCOs como as companhias operadoras de unidades de MCHP.

Futuramente e com o aumento da difusão das tecnologias de microgeração, estas podem vir a ser integradas em *smartgrids*. Uma *smartgrid* é uma rede de distribuição de electricidade que consegue, de uma forma inteligente, integrar as

acções de todos os utilizadores ligados a ela (sejam produtores, consumidores ou ambos) para que de uma forma eficiente sejam disponibilizados bens e serviços de electricidade.



**Figura 6-3** | Esquema de uma *smartgrid* [adaptado de Smartgrids, 2006]

Os objectivos destas redes consistem em:

- Proporcionar uma abordagem centrada no utilizador e permitir a entrada de novos serviços no mercado;
- Posicionar a inovação como o incentivo económico para a renovação das infra-estruturas do sector eléctrico;
- Manter a segurança da distribuição;
- Permitir e incentivar a geração distribuída.

Uma *smartgrid* emprega produtos e serviços inovadores em conjunto com tecnologias de comunicação, controlo e auto-reparação para facilitar a conexão e operação de produtores de várias dimensões e tecnologias, permitir que os consumidores desempenhem um papel activo na operação do sistema, disponibilizar mais informação e maior poder de escolha sobre o fornecimento, reduzir significativamente o impacto ambiental do sistema produtor de electricidade assim como melhorar os índices de fiabilidade e de segurança do abastecimento de electricidade [Antunes, J., 2008].

Em Portugal, a EDP apresentou em 2007 o projecto InovGrid que ainda se encontra numa primeira fase. As mudanças determinadas pelo InovGrid vão obrigar a uma intervenção na rede de distribuição, para a dotar de capacidades de telegestão de





energia, integração de tecnologias de produção descentralizada e principalmente mecanismos de inteligência que estabelecerão uma nova forma de gestão e controlo da rede.

Este projecto vai trazer novas condições na rede para o consumidor pois pretende-se que disponham de facilidades de acesso para a produção de energia, através da microgeração (seja por FER seja por MCHP), beneficiando de remunerações, e que exerçam um papel activo na gestão do seu consumo energético.

A longo prazo, estas redes podem vir a desempenhar um papel importante na integração das tecnologias de MCHP.



## 7. Simulação de sistemas de micro-cogeração

Nos capítulos anteriores foi feito um enquadramento segundo várias vertentes à micro-cogeração e a sua posição actual no panorama português. Como foi referido no capítulo 6, estima-se que Portugal tenha um potencial técnico de mercado na ordem dos 500 MW para cogeração com potências eléctricas inferiores a 150 kW, adequados a aplicações em residências unifamiliares, edifícios residenciais, edifícios de serviços e edifícios comerciais. Ainda para mais, Portugal é o quarto país da UE a praticar os preços de electricidade sem taxas mais elevados para consumidores domésticos, o que oferece um cenário favorável à implementação de sistemas de MCHP.

Actualmente, os edifícios residenciais e de serviços, apresentam uma elevada dinâmica de crescimento, quer em termos do número total de edifícios existentes, quer em termos de utilização de energia em cada edifício. Tal como referido no capítulo 4, as tecnologias de MCHP podem ter várias aplicações e podem ser utilizadas onde quer que haja necessidade tanto de energia eléctrica como de energia térmica sendo uma boa alternativa à sua instalação em edifícios de natureza residencial e de serviços.

Neste sentido, e tendo em conta os aspectos referidos anteriormente, neste capítulo é estudado o potencial e a viabilidade de instalação de tecnologias de MCHP nos sectores residencial e de serviços. Foram então definidos três casos de estudo:

- Caso A: Residência unifamiliar;
- Caso B: Edifício residencial de 20 apartamentos;
- Caso C: Edifício de prestação de serviços – Escola de ensino básico de 2º e 3º ciclo.

Para cada caso de estudo definido foram efectuadas análises do ponto de vista económico e ambiental tendo em conta as características da tecnologia de MCHP utilizada e o enquadramento legal aplicável assim como a especificidade e os padrões temporais de consumo típicos de cada edifício, com recurso à ferramenta de simulação HOMER.

Foram ainda analisados os diferentes cenários propostos, comparativamente aos casos de referência, nos quais se utiliza gás natural e electricidade de abastecimento público.

Assim, nos próximos subcapítulos é feita uma explicação para a utilização do software e descrevem-se os casos de estudo em termos das necessidades energéticas, das características das tecnologias seleccionadas e do tarifário aplicável. Por fim são apresentados os resultados da simulação para cada caso de estudo.

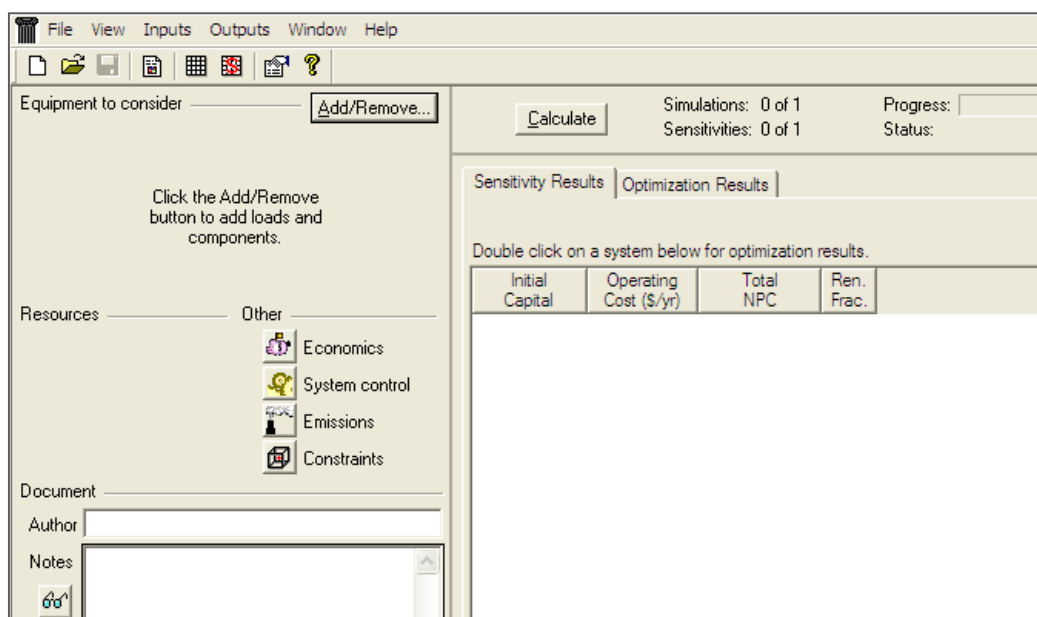


## 7.1. Ferramenta de análise

A avaliação dos sistemas de MCHP foi efectuada com recurso ao software HOMER, uma ferramenta de simulação desenvolvida pelo National Renewable Energy Laboratory (NREL) do Departamento de Energia dos Estados Unidos, devidamente adaptada à realidade portuguesa, que permite otimizar modelos de microprodução para uma variedade de aplicações, fotovoltaico, micro-eólicas, micro-hídricas e micro-cogeração com possibilidade de modelar sistemas com diferentes tecnologias.

Na utilização do software, são definidas as características tecnológicas dos equipamentos bem como os custos de capital e de operação/manutenção e foram introduzidas as necessidades térmicas e eléctricas dos consumidores, bem como as tarifas de compra e da venda de electricidade e do gás natural. O HOMER aplica estas variáveis de entrada e permite simular diferentes configurações do sistema, ou combinações de componentes.

Este software permite também explorar o efeito que as mudanças em factores como as características das tecnologias e condições económicas podem ter sobre a eficácia do sistema, através da realização de análises de sensibilidade permitindo ao utilizador escolher a melhor alternativa.



**Figura 7-1 |** Interface de entrada do software HOMER

Este modelo simula a operação do sistema através do cálculo do balanço energético para cada uma das 8760 horas do ano. Durante cada hora do ano, o software compara as necessidades térmicas e eléctricas que o sistema consegue fornecer nessa



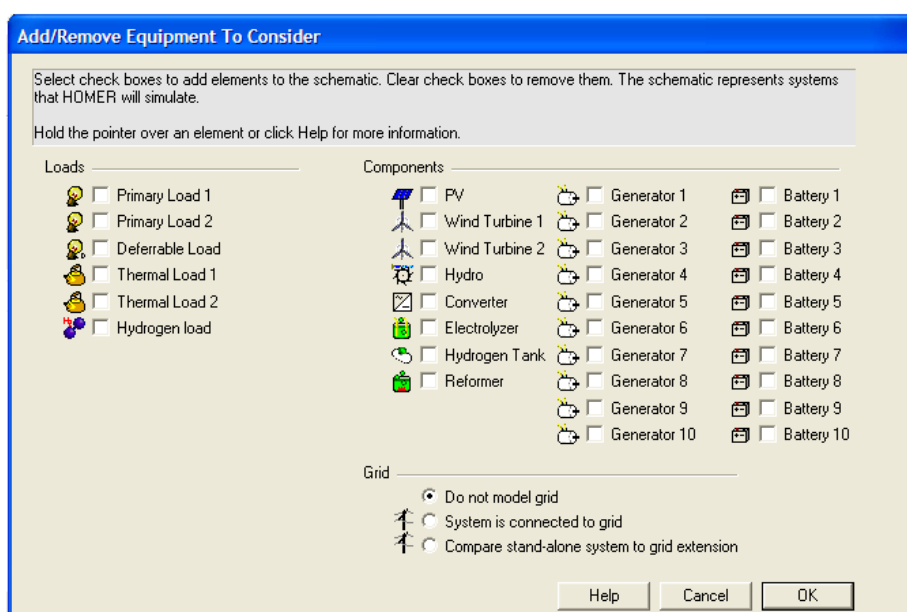
hora e calcula os fluxos de energia de e para cada componente do sistema. Para sistemas que incluam baterias ou geradores a combustível, o software determina o funcionamento dos geradores para cada hora e quando carregar ou descarregar as baterias.

É através dos balanços energéticos realizados para cada sistema configurado, que se pode determinar se uma configuração é exequível isto é, se consegue satisfazer as necessidades energéticas tendo em conta as condições especificadas e estima o custo de instalação e operação do sistema ao longo do tempo de vida do projecto. Os custos calculados para o sistema têm em consideração custos como capital, substituição, operação e manutenção, combustível e taxas de juro [Homer, 2005].

Face aos custos de operação e de capital do sistema, o modelo define os períodos e a intensidade de funcionamento dos equipamentos de forma otimizada tendo como objectivo a obtenção da solução mais económica.

O modo de operação de um sistema de MCHP é caracterizado pelo critério no qual se baseia o ajustamento da produção de energia eléctrica e energia térmica. Existem vários modos de operação possíveis no entanto, todas as simulações realizadas no presente trabalho são efectuadas de forma a maximizar a economia de operação do sistema.

A metodologia a seguir na elaboração de um sistema de MCHP inicia-se com a definição do sistema de MCHP, seleccionando os componentes que o irão constituir, as cargas energéticas envolvidas e se o sistema está ou não ligado à rede (figura 7-2).



**Figura 7-2 |** Painel de selecção de equipamentos HOMER



Para todas as simulações efectuadas, o sistema de produção de energia é composto por uma unidade de MCHP e por uma caldeira auxiliar ambos operados a gás natural, com o sistema ligado à rede.

A unidade de MCHP produz electricidade e calor, sob a forma de gases de exaustão a elevada temperatura que provêm do seu funcionamento e que é utilizado para satisfazer as cargas térmicas. Caso a energia térmica produzida na MCHP não satisfaça estas cargas, é utilizada uma caldeira auxiliar, que funciona em paralelo para complementar as necessidades de calor. A electricidade produzida destina-se a ser consumida internamente e o excedente a ser vendido à rede eléctrica, caso a produção seja superior ao consumo.

Após a escolha dos componentes é necessário introduzir os consumos de electricidade e calor. Os dados pedidos pelo software são em termos horários em kW, distinguindo o consumo por dias da semana e por dias de fim-de-semana para os doze meses do ano. Posteriormente é definida uma variabilidade aleatória dos consumos dia a dia que para as simulações efectuadas foi igual a 20 % de variabilidade.

Relativamente ao combustível utilizado, neste caso gás natural, o software permite a introdução das suas características como o PCI, a densidade, o seu conteúdo em carbono e em enxofre, e o preço de compra em €/m<sup>3</sup>.

Definidas as cargas e o tipo de combustível, o passo seguinte reside na introdução das características técnicas e económicas da tecnologia de MCHP.

**Figura 7-3 |** Pannel de inputs das características da tecnologia de MCHP

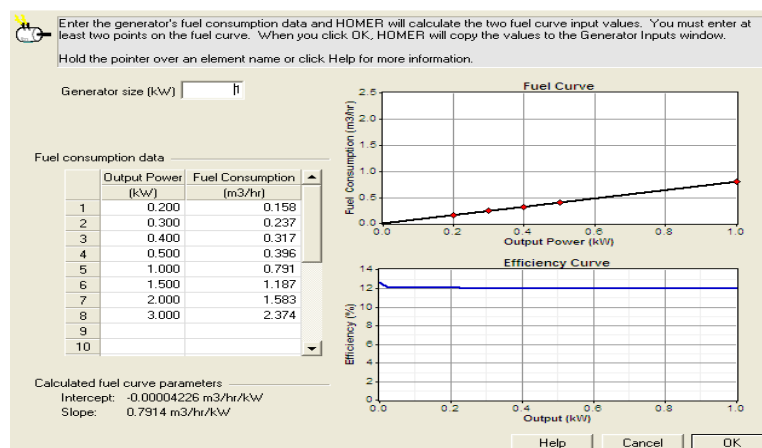
Em termos de características tecnológicas, é introduzida a potência e a eficiência eléctrica, o combustível utilizado e o seu consumo (m<sup>3</sup>/h), os factores de emissão (g/m<sup>3</sup> de combustível) e o ciclo de vida de operação do motor (h). O Homer oferece a



possibilidade de calcular a curva de consumo de combustível. Esta curva descreve a quantidade de combustível que a unidade consome para produzir electricidade para tal são introduzidos os consumos. Na impossibilidade de determinar os consumos reais decorrentes do funcionamento da unidade, estes consumos foram determinados para vários valores de potência eléctrica, assumindo um rendimento eléctrico constante, de acordo com as seguintes equações:

$$\eta_e = \frac{P_e}{\dot{m} \times PCI \times 1000} \quad (1) \quad \dot{v} = \frac{\dot{m}}{\rho} \times 3600 \quad (2)$$

As equações 1 e 2 permitem determinar o consumo de combustível em kg/s ( $\dot{m}$ ) e em m<sup>3</sup>/h ( $\dot{v}$ ) respectivamente. No software são inseridos os valores de  $\dot{v}$ , o que permitirá obter a curva de eficiência da unidade utilizada (figura 7-4).



**Figura 7-4 |** Painel de cálculo da curva de combustível

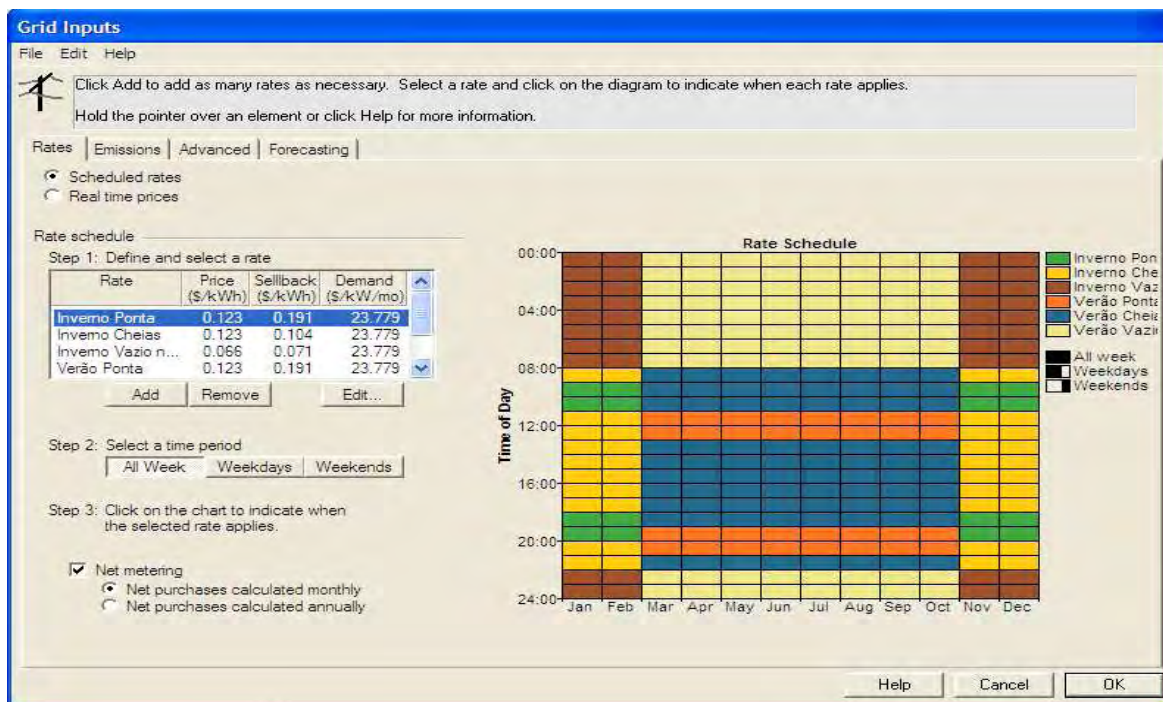
Para as características económicas são introduzidos o custo da tecnologia e os custos de operação e manutenção (O&M). Finalmente, são introduzidos os factores de emissão (g/m<sup>3</sup> de combustível) que dependem do tipo de tecnologia e do combustível utilizado. Para as simulações efectuadas, os factores de emissão utilizados foram os disponibilizados pelos fabricantes.

De forma semelhante são introduzidos os dados da eficiência e do combustível de operação da caldeira.

O HOMER permite definir as tarifas de remuneração de electricidade (figura 7-5). Nesta opção, definem-se os períodos diários ao longo de um ano a que cada instalação está sujeita, assim como o preço de compra e o preço de venda da electricidade e se inclui a tecnologia de comunicação *net metering*. Ainda nesta secção, são introduzidos



os factores de emissão da rede eléctrica. Os valores destes factores utilizados correspondem aos dados disponibilizados pela Agência Portuguesa do Ambiente (APA). Estes correspondem à média dos factores de emissão dos três últimos anos tendo como ano de referência, o ano de 2007 (Anexo C). Estes valores irão permitir efectuar a análise ambiental e verificar se há reduções nas emissões de poluentes atmosféricos.



**Figura 7-5 |** Painel de inputs das taxas de electricidade

Finalmente, para a análise económica define-se a taxa de juro anual, o período do projecto e os custos fixos do sistema. O software também possibilita a introdução dos custos das penalidades das emissões atmosféricas no entanto, estas não foram consideradas por não haver legislação específica para os limites de emissões de instalações de MCHP.

## 7.2. Caso A: Residência unifamiliar

A residência unifamiliar estudada corresponde a um apartamento independente num edifício residencial.

### 7.2.1. Selecção e dimensionamento do sistema

#### 7.2.1.1. Perfis de consumo energético

O correcto dimensionamento do sistema de MCHP depende significativamente do perfil diário das necessidades térmicas e eléctricas, do dia da semana e da época do ano.

Um dos pontos cruciais para a instalação de qualquer sistema de MCHP é o conhecimento das necessidades energéticas do consumidor. Assim, para o dimensionamento correcto do sistema pretendido, é muito importante definir o perfil de consumo tendo em conta as necessidades térmicas e eléctricas.

As cargas térmicas e eléctricas foram determinadas a partir da análise de facturas de energia eléctrica e de gás natural ao longo do período de um ano. Tendo em conta os consumos mensais de electricidade e gás natural, esta análise consistiu na determinação de um valor médio semanal de cada mês no período de Inverno (Janeiro, Fevereiro, Novembro e Dezembro) e no período de Verão (Março, Abril, Maio, Junho, Julho, Agosto, Setembro e Outubro). Assumindo uma percentagem de consumo para os dias da semana e para os dias de fim-de-semana assim foi determinado o consumo médio diário para a electricidade e para o gás natural.

Para determinar o perfil de consumo diário de electricidade, foi atribuída uma percentagem de consumo para cada sector (cozinha, multimédia, iluminação entre outros) e o número de horas diárias de funcionamento para cada um.

Relativamente ao perfil de consumo diário de gás natural, este foi determinado atribuindo uma percentagem de consumo para AQS e para aquecimento e as respectivas horas de funcionamento por dia. Uma vez que nas facturas de gás natural o consumo é dado em m<sup>3</sup> e o HOMER pede o consumo em kWh, foi necessário efectuar a conversão. O factor de conversão foi determinado através da seguinte fórmula:

$$FC = PCS \times Fct \times Fcp = PCS \times \frac{273,15}{273,15 + T_{gás}} \times \frac{Pr + 1013,25}{1013,25} \quad (3)$$

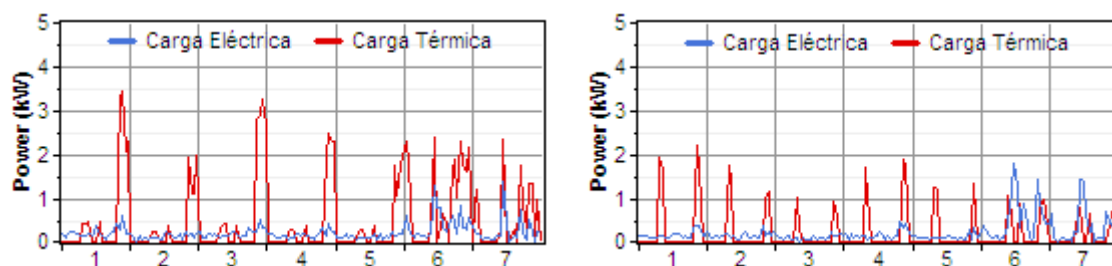
Em que:

- PCS - Poder Calorífico Superior do Gás Natural. Valor correspondente à média aritmética dos valores de PCS mensal, relativos a todos os meses já concluídos e englobados no período de facturação. Os valores de PCS mensal são determinados pela média aritmética dos valores de PCS diário correspondentes;
- T<sub>gás</sub> – Temperatura média da zona de distribuição;
- Pr – Pressão relativa de fornecimento.





O valor do FC utilizado foi de 11,45 e foi considerado igual para todos os meses. Na figura 7-6 são apresentados os consumos de energia eléctrica e energia térmica numa semana típica de Inverno e de Verão.



**Figura 7-6** | Perfis de consumo para uma semana de Inverno (esquerda) e para uma semana de Verão (direita) para uma residência unifamiliar

#### 7.2.1.2. Tecnologia de MCHP

De forma a possibilitar a comparação entre tecnologias, a análise deste caso de estudo foi efectuada para três tecnologias (MCI, motor Stirling e célula de combustível). Na tabela 7-1 é apresentada a escolha das tecnologias tendo sido seleccionados dois MCI, dois motores Stirling e uma célula de combustível do tipo SOFC (Anexo D).

**Tabela 7-1** | Características das tecnologias de MCHP utilizadas para as simulações da residência unifamiliar

Tecnologia	Caso de Estudo	Fabricante	Modelo	Pe [kW]	Pt [kW]	$\eta_e$ [%]	$\eta_g$ [%]	Custo [€]
Motor de combustão interna	A1	SenerTec	Dachs HKA G5.5	5,5	12,5	27	88	15000
	A2	Honda	Ecowill	1	3,25	20	85	8400
	A3	WhisperGen	WhisperTech	1	12	12	92	9000
Motor Stirling	A4	Solo	Solo Stirling 161	2	8	24	96	25000
Célula de Combustível (SOFC)	A5	Acumentrics	AHEAD	2,5	24	30	> 90	100000

De notar que dos modelos seleccionados nenhum tem distribuidores em Portugal e algumas ainda se encontram em testes pelo que o preço utilizado é o projectado pelos fabricantes. O MCI da Honda foi disponibilizado para o Japão em 2003, para os EUA em 2007 e iniciou em 2009 testes de campo em alguns países da Europa. O modelo da SenerTec (MCI) e o modelo da Solo (motor Stirling) são das tecnologias seleccionadas as únicas que se encontram disponíveis no mercado principalmente Alemão e do Reino Unido.

O modelo da WhisperGen da Nova Zelândia e o modelo da Aumentrics dos EUA ainda não se encontram disponíveis no mercado.

### **7.2.1.3. Tarifário e sistema remuneratório**

As facturas de electricidade definem o consumidor como cliente de Baixa Tensão Normal (BTN) com uma potência contratada de 6,9 kVA de tarifa bi-horária ( $\leq 20,7$  kVA). Na tarifa bi-horária, existem dois períodos horários: vazio e fora de vazio que engloba os períodos tarifários de ponta e cheias.

Os períodos tarifários são definidos segundo dois ciclos tarifários de entrega de energia eléctrica, ciclo semanal e ciclo diário. O ciclo utilizado nas simulações foi o ciclo diário (Anexo B) em que a localização dos períodos tarifários é idêntica para todos os dias da semana [ERSE, 2009c].

De acordo com as potências das tecnologias seleccionadas o sistema remuneratório a aplicar poderá basear-se no DL 68/2002, que determina a tarifa de remuneração de acordo com a fórmula definida na portaria 764/2002, assim como no DL 363/2007 cujo sistema de remuneração para MCHP é o regime geral de remuneração. De acordo com este regime, a tarifa de venda de electricidade é igual ao custo da energia do tarifário em BTN (Anexo B).

Dado que estas instalações se enquadram nestes dois decretos, é feita a simulação para os dois regimes tarifários de maneira a verificar qual o mais favorável.

## **7.3. Caso B: Edifício residencial**

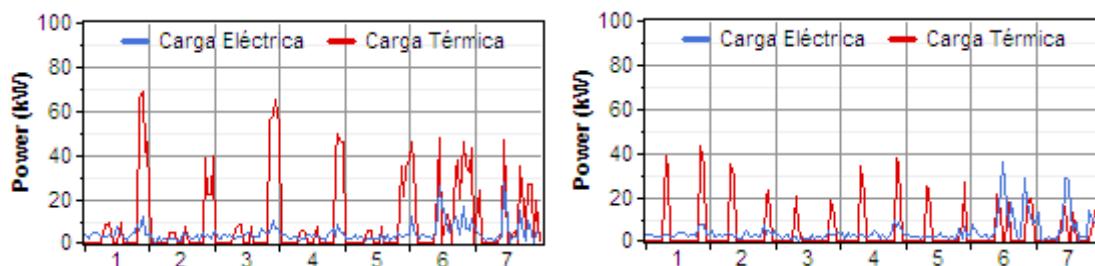
Para a simulação do edifício residencial considerou-se um edifício de 20 apartamentos com tipologias semelhantes. O sistema de MCHP instalado será uma unidade central que irá fornecer calor e electricidade a todos os apartamentos do edifício.

### **7.3.1. Selecção e dimensionamento do sistema**

#### **7.3.1.1. Perfis de consumo energético**

Dado que é praticamente impossível afirmar que conjuntos de pessoas diferentes que coabitam têm hábitos e consumos de energia idênticos, para os efeitos da simulação a variabilidade de consumo introduzida no HOMER, poderá traduzir as diferenças de consumo que existem entre os 20 apartamentos.

À semelhança do caso da residência unifamiliar, as cargas térmicas e eléctricas foram determinadas a partir da análise de facturas de electricidade e de gás natural ao longo do período de um ano para um apartamento típico, multiplicado por 20. Na figura 7-7 estão representados os consumos energéticos para uma semana típica de Inverno e uma de Verão.



**Figura 7-7** | Perfis de consumo para uma semana de Inverno (esquerda) e para uma semana de Verão (direita) para o edifício residencial

### 7.3.1.2. Tecnologia de MCHP

A tecnologia seleccionada para a simulação foi um MCI pois tendo em conta os perfis de consumo deste caso, para o correcto dimensionamento do sistema de MCHP é a tecnologia disponível nas gamas de potência necessárias. Na tabela 7-2 são apresentadas as características do modelo seleccionado (Anexo D).

**Tabela 7-2** | Características do MCI seleccionado para a simulação do edifício residencial

Fabricante	Modelo	Pe [kW <sub>e</sub> ]	Pt [kW <sub>t</sub> ]	$\eta_e$ [%]	$\eta_g$ [%]	Custo [€]
EC Power	XRGI 15	15,2	30	30	92	40000

Na figura 7-8 está representado o modelo seleccionado da EC Power.



**Figura 7-8** | MCI da EC Power [EC Power, 2009]

### 7.3.1.3. Tarifário e sistema remuneratório

À semelhança do caso da residência unifamiliar, o tarifário aplicável é o de venda a clientes finais em BTN de tarifa bi-horária, ciclo diário.

Devido às características do sistema definido, o sistema remuneratório aplicável é o descrito na portaria 764/2002. Para otimizar o investimento e tal como é referido no despacho nº 12827/2003 considerou-se a opção tarifária de MU (Anexo B).

#### 7.4. Caso C: Edifício de prestação de serviços

O edifício de prestação de serviços estudado foi uma escola de ensino básico de 2º e 3º ciclo com 40 salas de aula. A escola abre às 8h00 e fecha às 22h00, sendo que as aulas cessam às 19h00 dando lugar a outras actividades. Ao fim-de-semana a escola encontra-se fechada. Nos meses de Julho e Agosto, por não existirem quaisquer actividades lectivas, não existem necessidades térmicas provenientes do consumo de gás.

A escola utiliza electricidade proveniente da rede pública, para aquecimento do edifício, sendo o gás utilizado para AQS e na cozinha. O gás utilizado é gás propano adquirido a granel.

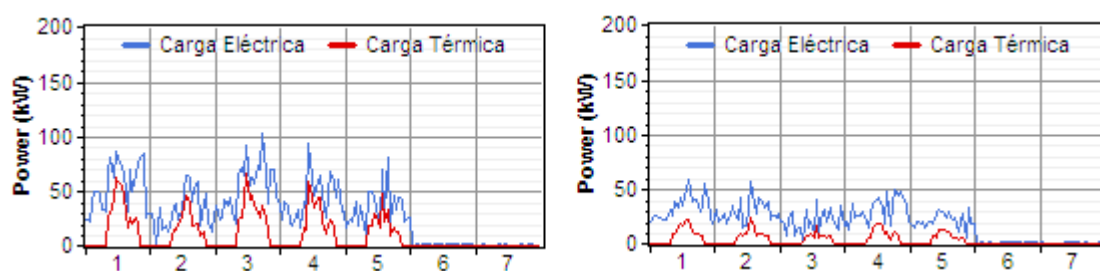
##### 7.4.1. Selecção e dimensionamento do sistema

###### 7.4.1.1. Perfis de consumo energético

Atendendo à tecnologia de radiadores eléctricos utilizada actualmente para aquecimento das salas foi considerada a instalação de um sistema de aquecimento central que pode ser alimentado em paralelo através da unidade de MCHP e da caldeira a gás.

O método seguido para a determinação dos perfis de consumo foi semelhante ao utilizado nos restantes casos de estudo tendo em consideração o período de funcionamento e que a escola se encontra encerrada aos fins-de-semana.

Na figura 7-9 são apresentados os consumos originais de electricidade e calor para uma semana típica de Inverno e Verão.

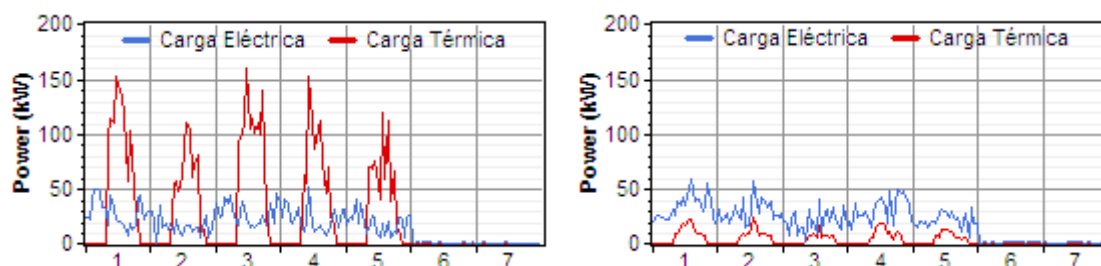


**Figura 7-9** | Perfis de consumo para uma semana de Inverno (esquerda) e para uma semana de Verão (direita) para o edifício de serviços caso de referência

Para efectuar a simulação com o sistema de aquecimento central, o consumo de electricidade original foi deduzido do consumo associado ao funcionamento dos radiadores eléctricos tendo sido acrescentado à carga térmica (figura 7-10).



Para efeitos da simulação, considerou-se que o aquecimento central só está ligado nos meses de Inverno (Janeiro, Fevereiro, Novembro e Dezembro).



**Figura 7-10** | Perfis de consumo para uma semana de Inverno (esquerda) e para uma semana de Verão (direita) para o edifício de serviços com aquecimento central

#### 7.4.1.2. Tecnologia de MCHP

De acordo com as necessidades energéticas da escola, a tecnologia seleccionada foi um MCI com as características (Anexo D) apresentadas na tabela 7-3.

**Tabela 7-3** | Características do MCI seleccionado para a simulação do edifício de serviços

Fabricante	Modelo	Pe [kW]	Pt [kW]	$\eta_e$ [%]	$\eta_g$ [%]	Custo [€]
KW Energie Technik	KWE 48G-4 SPN	48	77	25	89	30000



**Figura 7-11** | MCI da KW Energie Technik [KW Energie Technik, 2009]

O investimento considerado para a substituição do aquecimento eléctrico pelo sistema de aquecimento central foi de 80.000 €.



#### 7.4.1.3. Tarifário e sistema remuneratório

Neste caso o consumidor é definido como cliente de BTE com uma potência contratada de 122 kW de tarifa tetra-horária. Na tarifa tetra-horária existem três períodos horários: ponta, cheias e vazio.

O ciclo tarifário de entrega de energia eléctrica considerado foi o ciclo diário com a opção tarifária de MU (Anexo B).

### 7.5. Apresentação e discussão de resultados

#### 7.5.1. Caso A – Residência unifamiliar

Para a análise da residência unifamiliar foram efectuadas comparações entre diferentes tecnologias e entre os dois enquadramentos legais aplicáveis.

Relativamente ao enquadramento legal as maiores diferenças que se verificaram foi no número de horas de funcionamento da unidade de MCHP. Na tabela 7-4 são apresentadas as horas de funcionamento para caso de estudo tendo em conta os diferentes enquadramentos legais.

**Tabela 7-4** | Número de horas de funcionamento para as diferentes tecnologias de acordo com o decreto-lei aplicável

Enquadramento Legal	Nº de horas de funcionamento da unidade de MCHP [h/ano]				
	A1	A2	A3	A4	A5
DL 68/2002	187	1518	810	1065	2899
DL 363/2007	134	1503	759	1005	1172

Pode verificar-se que a influência que os dois decretos-lei têm nos sistemas de MCHP é baixa. Excepto no caso A5 em que o sistema de MCHP apresenta mais horas de funcionamento com o DL 68/2002 do que com o DL 363/2007.

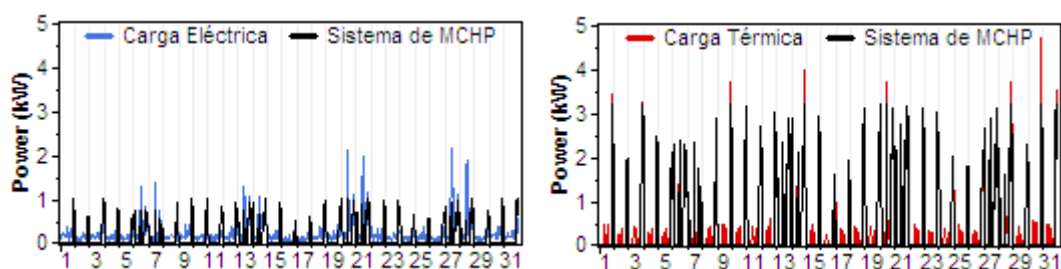
Esta tabela permite também verificar que os sistemas simulados com os modelos A1 e A3 têm um funcionamento muito limitado o que leva a concluir que o sistema foi mal dimensionado. Para o caso A1 o sistema está sobredimensionado em termos de potência eléctrica. Para o caso A3, apesar de ter a potência eléctrica e a potência térmica necessárias para as características deste caso de estudo, o facto de ter uma eficiência eléctrica mais baixa pode justificar este fraco funcionamento.

De maneira a simplificar e a limitar a quantidade de resultados apresentados, foram seleccionadas as simulações correspondentes ao DL 68/2002 apesar de não se verificarem grandes diferenças entre os dois.

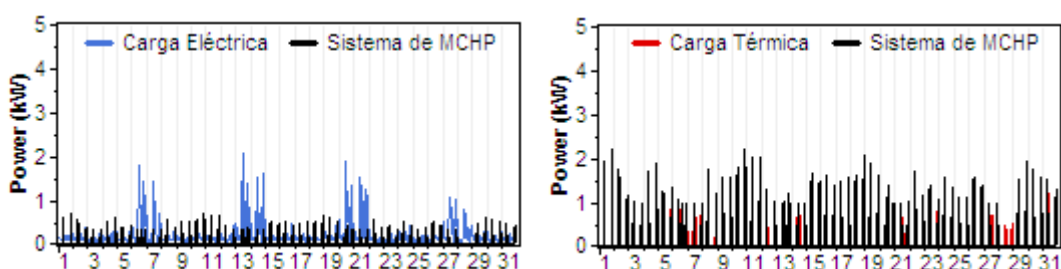
Nas figuras seguintes (7-12 a 7-17) estão representados os funcionamentos das unidades de MCHP A2, A4 e A5 (de acordo com o enquadramento DL 68/2002) cujas



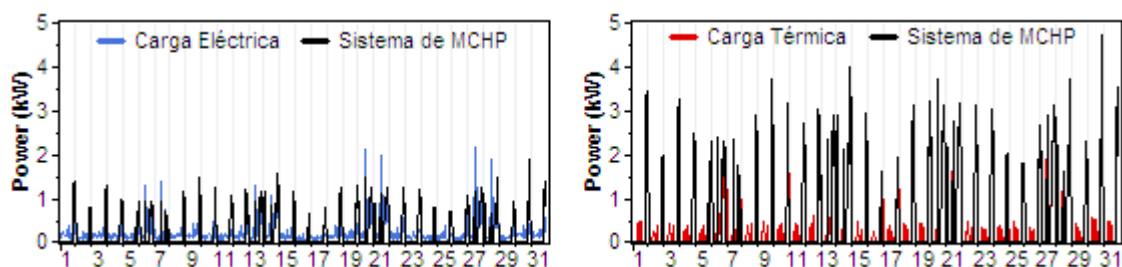
tecnologias são respectivamente um MCI, um motor Stirling e uma célula de combustível.



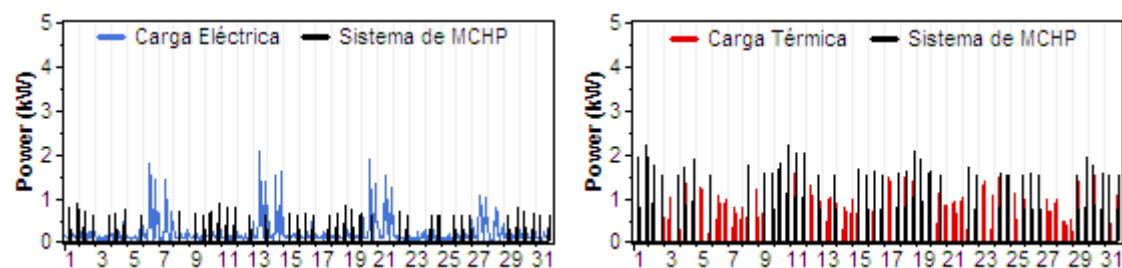
**Figura 7-12** | Funcionamento do sistema de MCHP A2 da residência unifamiliar para um mês de Inverno



**Figura 7-13** | Funcionamento do sistema de MCHP A2 da residência unifamiliar para um mês de Verão

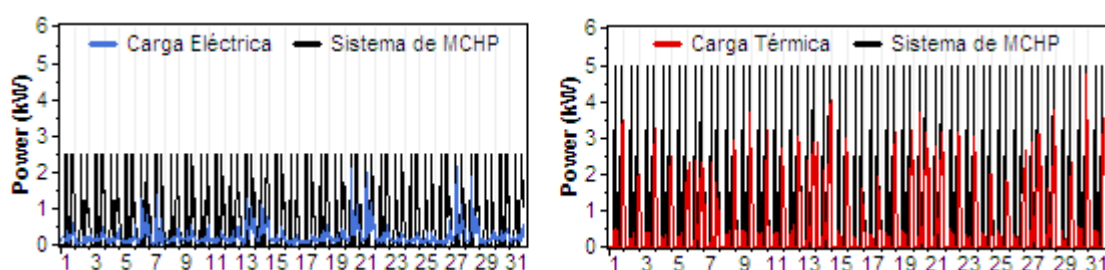


**Figura 7-14** | Funcionamento do sistema de MCHP A4 da residência unifamiliar para um mês de Inverno

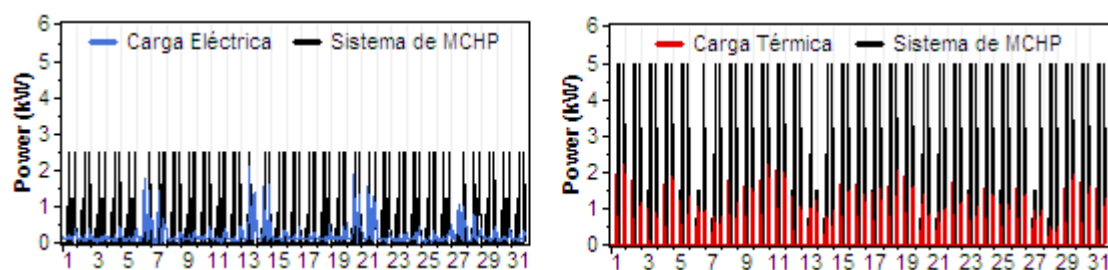


**Figura 7-15** | Funcionamento do sistema de MCHP A4 da residência unifamiliar para um mês de Verão

Como referido anteriormente, as simulações foram optimizadas de forma a maximizar a economia de operação do sistema assim, face ao perfil de consumos e ao tarifário de remuneração, verifica-se pelas figuras 7-12 a 7-15, que as unidades de MCHP actuam essencialmente como resposta às necessidades térmicas e não às necessidades eléctricas. Esta situação verifica-se tanto para o MCI como para o motor Stirling. Comparando as duas tecnologias, e apesar do motor Stirling conseguir compensar os picos de consumo maiores, o MCI consegue cobrir melhor as necessidades térmicas num todo resultando num menor funcionamento da caldeira. Em termos de compensação da carga eléctrica, pode verificar-se que ambos apresentam um comportamento semelhante, sendo esta carga satisfeita simultaneamente pela unidade de MCHP e por compras à rede.



**Figura 7-16** | Funcionamento do sistema de MCHP A5 da residência unifamiliar para um mês de Inverno



**Figura 7-17** | Funcionamento do sistema de MCHP A5 da residência unifamiliar para um mês de Verão

Contrariamente ao que acontece com as simulações dos casos A2 e A4, o funcionamento do sistema do caso A5 com a tecnologia de célula de combustível responde de acordo com a solução mais económica. De facto, pode verificar-se que o motor funciona praticamente sempre na potência eléctrica máxima resultando num excedente de produção de carga térmica e eléctrica. Isto acontece principalmente devido ao tarifário de remuneração.

Na tabela 7-5 são apresentados os custos económicos totais ao longo do período do projecto (25 anos) associados aos três sistemas (A2, A4 e A5) apresentados





anteriormente. De acordo com as definições do software, entende-se por capital o investimento inicial da tecnologia. Por O&M os custos associados à operação e manutenção do sistema de MCHP e as compras de electricidade à rede. Finalmente a parcela combustível traduz os custos associados ao consumo de combustível pela unidade de MCHP e pela caldeira.

**Tabela 7-5 |** Custos de investimento e de operação para os sistemas de MCHP para a residência unifamiliar ao longo do período de vida do projecto

Caso	Sistema	Capital [€]	O & M [€]	Combustível [€]	Total [€]
A2	MCI	8.400	36.967	5.364	50.732
A4	Motor Stirling	25.000	36.898	5.512	67.410
A5	Célula de Combustível	100.000	19.280	18.806	138.086

Como seria de esperar, o que mais influencia o custo total do projecto é o investimento inicial da tecnologia.

Na tabela 7-6 é feita a comparação entre o sistema de MCHP e o caso de referência segundo várias perspectivas para os casos de estudo A2, A4 e A5 durante o tempo de vida do projecto. São apresentados os consumos energéticos, as emissões de poluentes atmosféricos e o Valor Actual Líquido (VAL).

Relativamente aos consumos energéticos dos sistemas, estes estão divididos em compras de electricidade à rede e por compras de gás natural utilizado para o funcionamento do sistema de MCHP.

**Tabela 7-6 |** Indicadores económicos, energéticos e ambientais para a residência unifamiliar (A2, A4 e A5)

Indicador		Caso de Referência	Sistema MCHP		
			A2	A4	A5
Valor Actual Líquido [€]		45.683	50.732	67.410	138.086
Consumo Energético [kWh/ano]	Gás natural comprado à rede	3.898	4.020	3.551	15.709
	Electricidade comprada à rede	2.000	1.554	1.631	1.173
	Total	5.898	5.574	5.182	16.882
	CO <sub>2</sub>	1.461	1.206	1.204	1.123
Emissões [kg/ano]	CO	0.202	0,154	0,130	-0,243
	Partículas	0,300	0,180	0,172	-0,407
	SO <sub>2</sub>	6,25	4,61	4,55	0,078
	NO <sub>x</sub>	2,39	1,44	1,41	-3.23

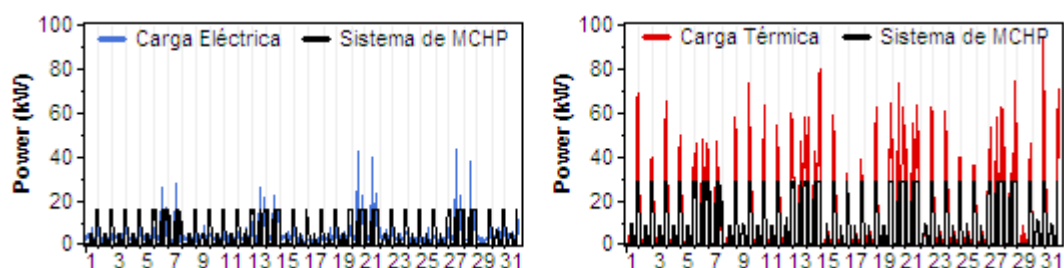
No que se refere às necessidades energéticas a satisfazer com compras à rede eléctrica ou com compras de combustível, a utilização de MCHP nos três casos, permite reduzir essas compras, verificando-se a maior redução no caso de MCHP com motor Stirling. Este caso, assim como o caso A2, apresentam uma produção aproximada de 800 kWh por ano de electricidade.



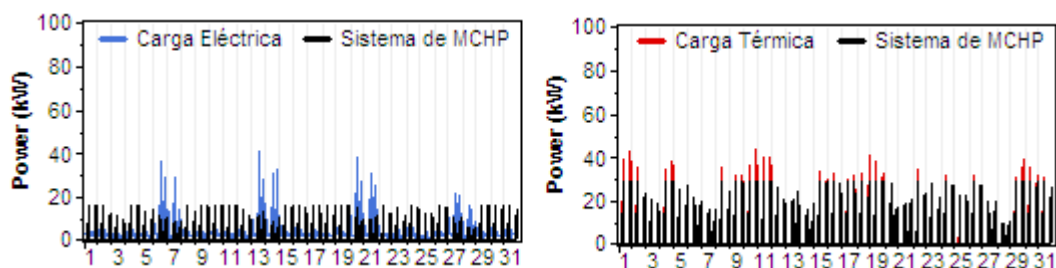
Para o caso A5, com a tecnologia célula de combustível, o sistema apresenta um consumo de gás natural bastante superior ao verificado no caso de referência.

### 7.5.2. Caso B – Edifício residencial

Pela análise das figuras 7-18 e 7-19, pode verificar-se que o modelo de MCHP seleccionado trabalha quase sempre na sua capacidade máxima, principalmente nos meses de Inverno em que esta situação se verifica tanto para a carga eléctrica como para a carga térmica.



**Figura 7-18** | Funcionamento do sistema de MCHP do edifício residencial para um mês de Inverno



**Figura 7-19** | Funcionamento do sistema de MCHP do edifício residencial para um mês de Verão

O sistema de MCHP opera durante 2108 horas por ano. A carga eléctrica é essencialmente satisfeita por compras à rede. Por outro lado, as necessidades de calor são maioritariamente satisfeitas pelo sistema de MCHP pelo que a caldeira desempenha apenas um papel residual.

Na tabela 7-7 são apresentados todos os custos associados ao projecto ao longo do período de vida do projecto, que foi definido como 25 anos.



**Tabela 7-7** | Custos de investimento e de operação para o edifício residencial ao longo do período de vida do projecto

Componente	Capital [€]	O & M [€]	Combustível [€]	Total [€]
MCI	40.000	0	96.123	136.123
Compras de energia à rede	0	399.191	0	399.191
Caldeira	0	0	21.201	21.201
Outros	0	15.622	0	15.622
Sistema	40.000	414.813	117.324	572.137

Na tabela 7-8 é feito um resumo do sistema ao nível económico, energético e ambiental. Estes indicadores são então comparados com os valores verificados para o caso de referência.

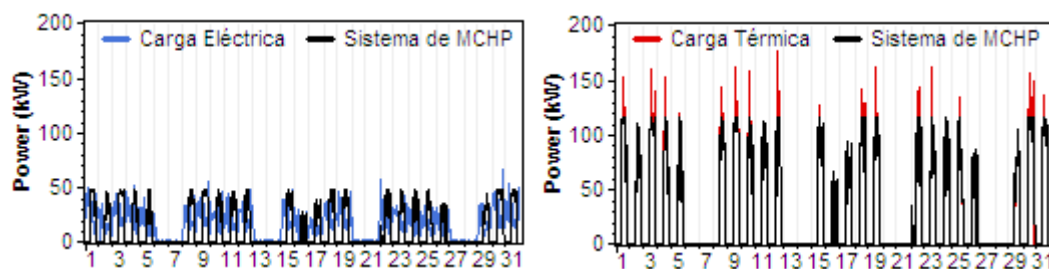
**Tabela 7-8** | Indicadores económicos, energéticos e ambientais para o edifício residencial

Indicador		Caso de Referência	Sistema de MCHP
Valor Actual Líquido [€]		619.307	572.137
Consumo Energético [kWh/ano]	Gás natural comprado à rede	77.867	80.961
	Electricidade comprada à rede	40.150	28.254
	Total	118.017	109.215
Emissões [kg/ano]	CO <sub>2</sub>	27.277	21.887
	CO	3,01	2,21
	Partículas	3,89	2,38
	SO <sub>2</sub>	105	76,7
	NO <sub>x</sub>	31	21,3

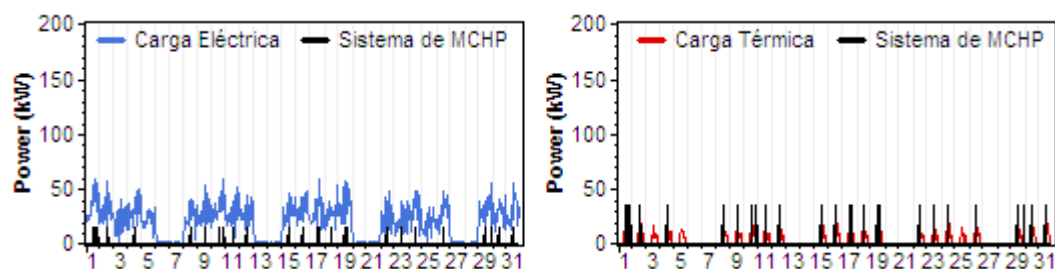
Este sistema permite uma ligeira redução no VAL quando comparado com o caso de referência assim como uma redução de poluentes atmosféricos.

### 7.5.3. Caso C – Edifício de serviços

Nas figuras 7-20 e 7-21 é apresentado o funcionamento do sistema de MCHP em termos das cargas térmicas e eléctricas para um mês representativo de Inverno e de Verão.



**Figura 7-20** | Funcionamento do sistema de MCHP do edifício de serviços para um mês de Inverno



**Figura 7-21** | Funcionamento do sistema de MCHP do edifício de serviços para um mês de Verão

À semelhança do que se constatou para os casos de estudo anteriores, verifica-se pelas figuras 7-20 e 7-21, que a unidade de MCHP actua essencialmente como resposta às necessidades térmicas e não às necessidades eléctricas. Esta situação ocorre principalmente nos meses de Verão uma vez que como não há tantas necessidades térmicas como no Inverno, e como o motor responde essencialmente às cargas térmicas, resultando assim numa quantidade elevada de compras de electricidade à rede.

Na tabela 7-9 são apresentados os custos associados ao projecto de MCHP, incluindo o custo da tecnologia de MCHP e os custos da instalação do sistema de aquecimento central.

**Tabela 7-9** | Custos de investimento e de operação para o edifício de serviços ao longo do período de vida do projecto

Componente	Capital [€]	O & M [€]	Combustível [€]	Total [€]
MCI	30.000	0	170.957	200.957
Compras de energia à rede	0	1.047.228	0	1.047.228
Caldeira	0	0	32.612	32.612
Sistema de aquecimento central incluindo caldeira	80.000	0	0	80.000
Outros	0	15.622	0	15.622
Sistema	110.000	1.062.851	203.569	1.375.419

Na tabela 7-10 são descritos vários indicadores para o sistema de MCHP.

**Tabela 7-10** | Indicadores económicos, energéticos e ambientais para o edifício de serviços

Indicador		Caso de Referência	Sistema de MCHP
Valor Actual Líquido [€]		1.441.012	1.375.419
Consumo Energético [kWh/ano]	Combustível comprado	63.267	143.992
	Electricidade comprada à rede	203.404	145.597
	Total	266.671	289.589
Emissões [kg/ano]	CO <sub>2</sub>	103.239	82.586
	CO	18,6	13,6
	Partículas	30,5	19,5
	SO <sub>2</sub>	510	374
	NO <sub>x</sub>	242	157



À semelhança do que se verificou no caso do edifício residencial, o VAL do sistema de MCHP no edifício de serviços é inferior ao do caso de referência.

Contrariamente ao que se verifica na generalidade dos casos de estudo apresentados anteriormente, o edifício de serviços apresenta um consumo energético ligeiramente superior. Esta situação pode ser justificada pelo facto de na situação de referência o aquecimento das salas ser eléctrico e aquando da definição do sistema de MCHP a carga eléctrica respeitante ao aquecimento, foi transferida para a carga térmica aumentando assim o consumo de combustível. Caso o aquecimento no caso de referência para o edifício de serviços já fosse feito através de um sistema de aquecimento central através de uma caldeira, seria de esperar que também se verificassem reduções no consumo energético para este sistema de MCHP.



## 8. Análise de Resultados

Neste capítulo é feita uma análise segundo as diferentes perspectivas consideradas na avaliação dos diferentes sistemas de MCHP simulados.

### 8.1. Consumo energético

Contrariamente ao que acontece na indústria, a variação das cargas térmicas e eléctricas no sector residencial e de serviços caracteriza-se por oscilações acentuadas na utilização diária. Adicionalmente não ocorre simultaneidade entre os picos das diferentes cargas.

Face ao perfil de consumos e ao tarifário de remuneração das diferentes formas da energia eléctrica e do gás natural, verifica-se em qualquer dos casos que a unidade de MCHP actua essencialmente como resposta às necessidades térmicas e não às necessidades eléctricas.

Na tabela 8-1, é apresentada a produção térmica percentual atribuída ao sistema de MCHP e à caldeira, e a produção eléctrica percentual distribuída pelo sistema de MCHP e pela rede para os casos A2, A4 e A5 da residência unifamiliar, para o edifício residencial e para o edifício de serviços.

**Tabela 8-1** | Produção eléctrica e térmica do sistema de MCHP para os casos de estudo

Caso de Estudo	Energia Eléctrica [%]		Energia Térmica [%]	
	MCHP	Rede	MCHP	Caldeira
A2	34	66	87	13
A4	28	72	71	29
A5	80	20	99	1
B	46	54	77	23
C	20	80	83	17

Para todos os casos de estudo analisados, à excepção do caso A5, as necessidades de energia eléctrica são essencialmente satisfeitas por compras à rede. Já no que se refere às necessidades de calor, verifica-se que em qualquer um dos casos que estas são maioritariamente satisfeitas pela unidade de MCHP desempenhando a caldeira a gás um papel residual particularmente no caso A5 em que a caldeira contribui apenas com 1 % na produção de energia térmica.

Ao nível da produção energética pelo sistema de MCHP face ao consumo energético apurado nos casos de estudo, pode verificar-se que qualquer um dos sistemas de MCHP oferece reduções no consumo de energia (tabela 8-2).



**Tabela 8-2 |** Comparação do consumo energético e a produção de electricidade e calor pelo sistema de MCHP para os casos de estudo

Caso de Estudo		Consumo energético [kWh/ano]	Produção sistema MCHP [kWh/ano]
A2	Electricidade	2.000	804
	Calor	2.924	2.573
A4	Electricidade	2.000	852
	Calor	2.924	2.159
A5	Electricidade	2.000	4.713
	Calor	2.924	9.346
B	Electricidade	40.150	24.293
	Calor	58.400	45.335
C	Electricidade	166.075	36.008
	Calor	97.455	86.387

Comparando as diferentes tecnologias o caso que apresenta maior produção de energia, tanto a nível térmico como a nível eléctrico, foi o sistema de MCHP com a tecnologia célula de combustível (caso A5). Relativamente à energia térmica, pode verificar-se que o sistema produz um excesso de cerca de 6400 kWh por ano que não são aproveitados, resultando em perdas. O mesmo não acontece com a energia eléctrica uma vez que o excedente produzido é injectado na rede eléctrica resultando em vendas para o produtor-consumidor.

Com a análise das simulações efectuadas a partir duma perspectiva de consumo de energia primária pode afirmar-se que a instalação de um sistema de MCHP tanto no domínio residencial como no de serviços oferece reduções no consumo energético uma vez que grande parte da energia térmica e eléctrica consumida provém do sistema de MCHP. Este facto deve-se essencialmente às elevadas eficiências globais das diferentes tecnologias, permitindo assim uma eficiência de conversão superior à que se obteria com a produção separada de electricidade e calor.

## 8.2. Enquadramento legal

O factor que define a que enquadramento legal se insere o sistema de MCHP definido é principalmente a potência de ligação do sistema.

Tal como foi referido anteriormente, neste trabalho os decretos-lei abordados em termos de produção de electricidade e do estatuto de produtor-consumidor para instalações de MCHP foram o DL 68/2002 e o DL 363/2007 cuja potência máxima de ligação é de 150 kW e 5,75 kW respectivamente. De acordo com estas restrições, o caso de estudo da residência unifamiliar é o único que pode ser enquadrado nos dois decretos. Enquanto que os casos do edifício residencial e do edifício de serviços apenas se podem reger pelo DL 68/2002.



Assim, o factor mais importante a analisar na comparação entre os dois decretos será o regime de remuneração aplicável à entrega de electricidade ao SEP. Este factor vai influenciar a quantidade de energia vendida à rede.

Tal como é referido no DL 363/2007, um produtor de electricidade através de tecnologias de MCHP com energias convencionais, é abrangido pelo regime geral. Neste regime, a tarifa de venda de electricidade é igual ao custo da energia de fornecimento à instalação de consumo. Através das simulações efectuadas, pode verificar-se que este tarifário não é o mais favorável ao produtor-consumidor, resultando em menos electricidade vendida logo, menores rendimentos.

Apesar de a diferença não ser significativa, o regime definido no DL 68/2002 permite obter melhores resultados em termos de quantidade de energia vendida à rede.

Na tabela 8-3 são apresentadas as quantidades de electricidade injectada na rede assim como a remuneração total resultante desta venda de acordo com os dois decretos-lei para os casos de estudo A2, A4 e A5.

**Tabela 8-3 |** Comparação entre o DL 68/2002 e o DL 363/2007 em termos de quantidade de electricidade vendida à rede e a remuneração total obtida

Caso de Estudo	DL 68/2002		DL 363/2007	
	Electricidade vendida à rede [kWh/ano]	Remuneração total [€/ano]	Electricidade vendida à rede [kWh/ano]	Remuneração total [€/ano]
A2	358	82	355	82
A4	483	88	454	84
A5	3876	894	738	121

De acordo com a portaria 764/2002 que define a fórmula para o cálculo das tarifas de remuneração do DL 68/2002, o único parâmetro que vai diferenciar estas tarifas para cada caso de estudo, será o coeficiente da tecnologia ( $C_t$ ). De facto, e tendo em conta este valor, a electricidade vendida à rede e a respectiva remuneração obtida para os casos de estudo que utilizam as tecnologias MCI e motor Stirling não difere muito entre o DL 68/2002 e o DL 363/2007. Contudo, para a tecnologia célula de combustível, esta diferença é maior resultando numa diferença de 773 € em vendas entre os dois decretos, devido ao elevado valor do parâmetro  $C_t$ .

Na tabela 8-4 são apresentadas as tarifas de remuneração definidas pelo DL 363/2007 e pelo DL 68/2002 para clientes de BTN de tarifa bi-horária para os diferentes períodos tarifários.

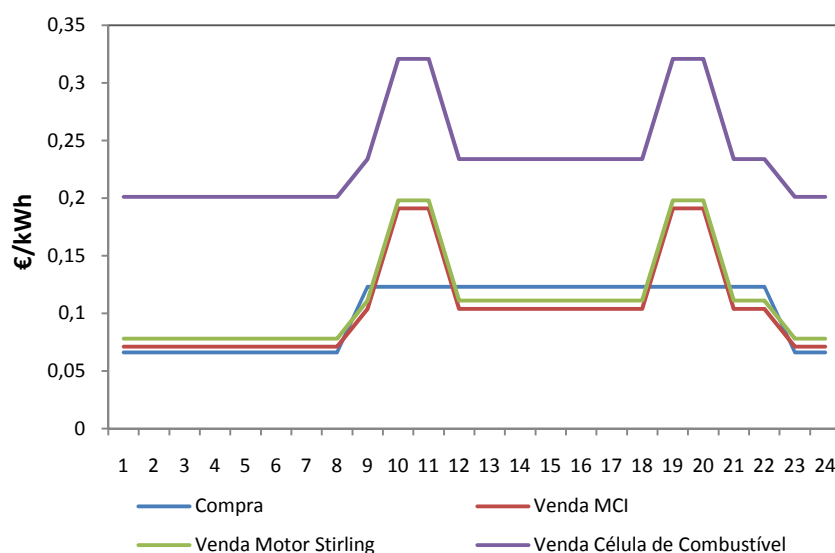




**Tabela 8-4 |** Comparação entre as tarifas de remuneração do DL 68/2002 e o DL 363/2007 para clientes de BTN

Tecnologia de MCHP	Período tarifário	DL 68/2002		DL 363/2007	
		Compra [€/kWh]	Venda [€/kWh]	Compra [€/kWh]	Venda [€/kWh]
MCI	Ponta		0,191		
	Cheias	0,123	0,104	0,123	
	Vazio	0,066	0,071	0,066	
Motor Stirling	Ponta		0,198		
	Cheias	0,123	0,111	0,123	
	Vazio	0,066	0,078	0,066	
Células de Combustível	Ponta		0,321		
	Cheias	0,123	0,234	0,123	
	Vazio	0,066	0,201	0,066	

No DL 68/2002, para as instalações que utilizem a tecnologia de MCI e a tecnologia motor Stirling, apesar do preço de venda de electricidade ser superior ao preço de compra para as horas de ponta e vazio isto não se traduz necessariamente numa vantagem dado que nas horas de cheias o preço de venda é bastante inferior ao preço de compra. Contrariamente ao que acontece nos casos anteriores, para sistemas com células de combustível, as tarifas de remuneração são mais vantajosas sendo aproximadamente três vezes superior ao preço de compra para as horas de ponta e duas vezes superior para os restantes períodos tarifários. Na figura 8-1 são apresentados estes preços de acordo com o DL 68/2002 para clientes BTN ao longo de um dia de Inverno de acordo com a tecnologia utilizada.



**Figura 8-1 |** Preço de compra de electricidade da rede e venda de electricidade produzida para clientes BTN, através do DL 68/2002 para cada tecnologia

Estas tarifas podem ser aplicadas aos casos de estudo da residência unifamiliar e do edifício residencial uma vez que são ambos clientes em BTN.

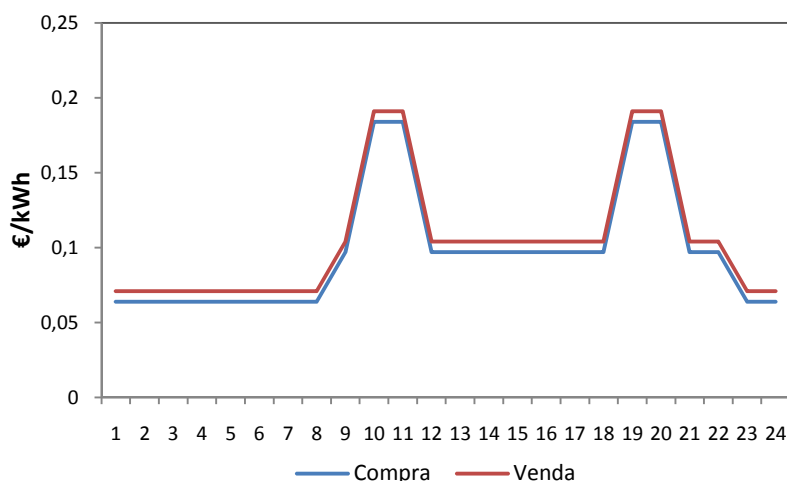


Para o caso do edifício de serviços as tarifas de remuneração obtidas através do DL 68/2002 serão diferentes das dos casos anteriores (tabela 8-5) uma vez que o consumidor é definido como BTE.

**Tabela 8-5 |** Tarifas de remuneração do DL 68/2002 para clientes BTE

Período tarifário	DL 68/2002	
	Compra [€/kWh]	Venda [€/kWh]
Ponta	0,184	0,191
Cheias	0,097	0,104
Vazio	0,064	0,071

Para clientes em BTE pode verificar-se que o regime de remuneração é superior ao preço de compra de electricidade para todos os períodos tarifários (ponta, cheias e vazio). Embora a diferença verificada entre o preço de compra e o preço de venda de electricidade não ser muito significativa, pode tornar o sistema de MCHP mais favorável.



**Figura 8-2 |** Preço de compra de electricidade da rede e venda de electricidade produzida para clientes BTE, através do DL 68/2002

Para além da restrição na potência de ligação, o DL 68/2002 obriga ainda o produtor-consumidor a consumir 50 % da energia produzida na instalação de MCHP. Esta quantidade de energia refere-se ao consumo de 50 % da energia eléctrica ou 50 % da energia eléctrica e térmica. Pela tabela 8-1 pode verificar-se que em qualquer dos casos as disposições regulamentares existentes são cumpridas.

Pode constatar-se que o funcionamento do sistema de MCHP e a respectiva produção energética é condicionado pela tarifa de remuneração de venda de electricidade à rede.



Apesar de todos os casos de estudo cumprirem as restrições impostas pelos decretos-lei e apesar do DL 68/2002 se revelar ligeiramente mais vantajoso que o DL 363/2007 pode afirmar-se que estes decretos não trazem grandes benefícios aos sistemas de MCHP com tecnologias de MCI e motor Stirling limitando até certa extensão a sua integração no panorama energético português. O mesmo não parece acontecer para as células de combustível no entanto, apesar das vantagens atribuídas com o DL 68/2002, o seu custo inicial elevado é o maior obstáculo resultando em custos de projecto bastante elevados.

### 8.3. Perspectiva económica

A viabilidade económica da MCHP depende tanto do investimento inicial da tecnologia como do custo de produção de energia.

O requisito fundamental para a viabilidade económica de qualquer sistema de MCHP é o facto do custo marginal de investimento poder ser recuperado pela poupança de energia dentro de um prazo razoável. Isto depende principalmente do custo do combustível consumido e da electricidade importada, assim como das tarifas de remuneração de electricidade injectada na rede.

O custo de produção de energia (CPE) é o custo médio por kWh de electricidade produzida pelo sistema. Para calcular o CPE, o HOMER divide o custo anual de produção de electricidade pela produção total de energia eléctrica útil. Este valor é um parâmetro que pode ser utilizado para comparar os vários sistemas de MCHP. Assim, na tabela 8-6, são apresentados os CPE obtidos para cada sistema de MCHP.

**Tabela 8-6 |** Custo de produção de energia para os casos de estudo

Caso de Estudo	CPE [€/kWh]	
	Caso de Referência	Sistema de MCHP
A2		1,475
A4	1,314	2,009
A5		4,271
B	0,840	0,765
C	0,413	0,462

Os CPE são substancialmente mais elevados para as tecnologias de MCHP quando comparados com o calor fornecido por uma caldeira e a electricidade adquirida da rede, para a residência unifamiliar. Os custos de investimento devem decrescer substancialmente para tornar as tecnologias de MCHP viáveis segundo este ponto de vista.



No entanto, de acordo com o HOMER, este parâmetro poderá não ser o mais adequado para uma comparação e avaliação económica. Isto deve-se ao facto do CPE ser influenciado por diversos factores e para o seu cálculo foram assumidos vários pressupostos para a obtenção de alguns dos parâmetros utilizados que poderão não ser aceites por todos, o que torna o valor do CPE um tanto arbitrário e discutível. O mesmo não acontece com o VAL.

O VAL total do sistema é o valor actual de todos os custos que ocorrem ao longo do tempo de vida do projecto (definido como 25 anos) menos o valor actual de todas as receitas que se obtêm no mesmo período. Os custos incluem custos de capital, O&M, custos de combustível, as penalidades das emissões e os custos de aquisição de energia da rede. As receitas incluem o valor do custo de recuperação e o valor das vendas de electricidade à rede.

Por este motivo a comparação segundo a perspectiva económica entre os casos de estudo é feita através do indicador económico VAL total (tabela 8-7).

**Tabela 8-7 | VAL total associado aos casos de estudo**

Caso de Estudo	VAL total [€]	
	Caso de Referência	Sistema de MCHP
A2		50.732
A4	45.683	67.410
A5		138.086
B	619.307	572.137
C	1.441.012	1.376.419

Para qualquer um dos casos simulados para a residência unifamiliar o VAL total é superior para o sistema de MCHP. Este facto deve-se à conjugação desfavorável dos custos associados ao sistema principalmente em termos do custo da tecnologia. De acordo com esta análise, nenhum dos sistemas de MCHP estudados para a residência unifamiliar é viável.

Nos casos do edifício residencial e do edifício de serviços (B e C respectivamente), o VAL calculado ao longo da vida do projecto do sistema é marginalmente menor do que o da situação de referência. No entanto, o diferencial por si só poderá não justificar a adopção do sistema de MCHP.

Outro indicador económico que permite avaliar a viabilidade de um sistema é o período payback simples. Este período representa o número de anos necessário para o investimento inicial ser recuperado. No entanto, este período não tem em conta os lucros gerados depois de recuperados os capitais investidos e ignora o valor do dinheiro no tempo. Assim, na tabela 8-8 são apresentados os períodos de payback simples e descontado para os casos de estudo A2, A4, A5, B e C.



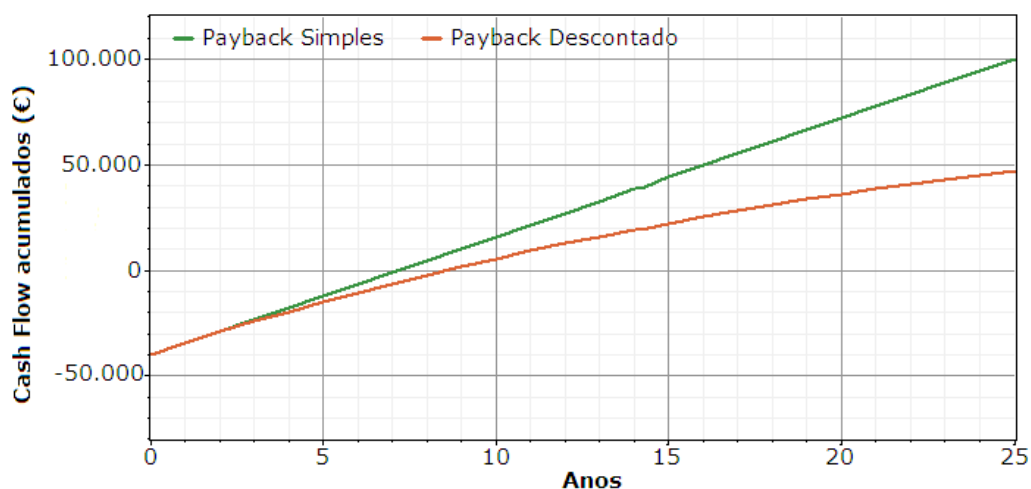
**Tabela 8-8 |** Períodos de payback simples e descontado para os casos de estudo

Caso de Estudo	Payback Simples [anos]	Payback Descontado [anos]
A2 A4 A5	> 25	> 25
B	7,17	8,62
C	5,21	5,97

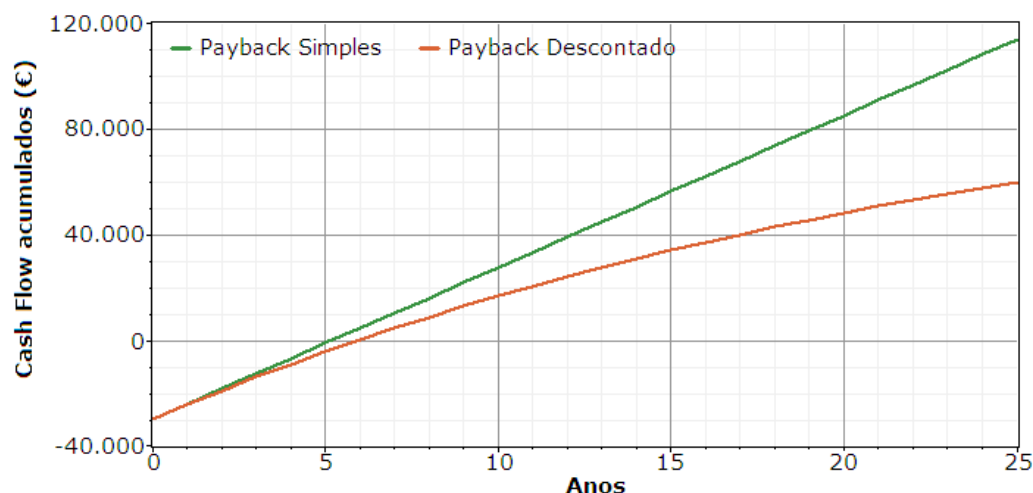
A recuperação do investimento depende do número de horas de funcionamento e consequentemente da quantidade de quilowatt-hora produzidos anualmente.

Estes indicadores servem para reforçar a inviabilidade dos casos de estudo da residência unifamiliar a nível económico. Seria de esperar que pelo menos para o caso A5 que tem tarifas de remuneração de venda de electricidade muito favoráveis, a situação fosse ligeiramente diferente. Contudo o custo da tecnologia revela ser o principal entrave dado que não permite alcançar VAL total e paybacks favoráveis, apesar de ser o caso de estudo para a residência unifamiliar com maiores vendas à rede.

Nas figuras 8-3 e 8-4 estão representados os períodos de payback simples e descontado para o edifício residencial e para o edifício de prestação de serviços.



**Figura 8-3 |** Períodos de payback simples e descontado para o edifício residencial



**Figura 8-4 |** Períodos de payback simples e descontado para o edifício de serviços

Pode constatar-se que, ao contrário do que acontece para a residência unifamiliar, para os casos do edifício residencial (figura 8-3) e do edifício de serviços (figura 8-4) os períodos de retorno do investimento verificados foram menores especialmente no segundo caso que apresenta períodos de retorno inferiores a 6 anos. No entanto, períodos de retorno desta ordem para este tipo de clientes não serão propriamente favoráveis. Este facto aliado ao VAL total inferior em ambos os casos comparativamente aos casos de referência sugere um atractivo económico reduzido em ambos os projectos de MCHP.

#### **8.4. Perspectiva ambiental**

O HOMER permite a introdução dos factores de emissão das tecnologias utilizadas no sistema (caldeira e unidade de MCHP), assim como os factores de emissão da rede eléctrica nacional. O software considera que a venda de electricidade produzida à rede resulta na redução de emissões. O sistema pode inclusive obter emissões negativas de um ou mais poluentes se conseguir injectar uma quantidade elevada de electricidade na rede. A introdução dos factores de emissão permite estimar a quantidade de emissões poluentes originadas a partir da rede eléctrica e da combustão ou da reforma do combustível utilizado no sistema. Com os resultados obtidos é efectuada a comparação com as emissões obtidas no caso de referência de modo a poder verificar se é possível obter reduções nas emissões de GEE através da instalação de sistemas de MCHP.



Nas tabelas 8-9, 8-10 e 8-11 são apresentadas as emissões de dióxido de carbono, monóxido de carbono, partículas, dióxido de enxofre e óxidos de azoto, para os casos de referência e para os casos de estudo assim como as reduções verificadas.

**Tabela 8-9** | Comparação entre as emissões de poluentes para o caso de referência e o caso da residência unifamiliar

Caso de Estudo		CO <sub>2</sub>	CO	Poluente Partículas	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>
Referência	Emissões [kg/ano]	1.461	0,202	0,300	6,25	2,39
	Emissões [kg/ano]	1.206	0,154	0,180	4,61	1,44
A2	Emissões [kg/ano]	1.206	0,154	0,180	4,61	1,44
	Redução [%]	17,5	23,8	40,0	26,2	39,7
A4	Emissões [kg/ano]	1.204	0,130	0,172	4,55	1,41
	Redução [%]	17,6	35,6	42,7	27,2	41,0
A5	Emissões [kg/ano]	1.123	-0,243	-0,407	0,078	-3,23
	Redução [%]	23,1	220,3	235,7	98,7	235,1

**Tabela 8-10** | Comparação entre as emissões de poluentes para o caso de referência e o caso do edifício residencial

Caso de Estudo		CO <sub>2</sub>	CO	Poluente Partículas	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>
Referência	Emissões [kg/ano]	27.277	3,01	3,89	105	31,0
	Emissões [kg/ano]	21.887	2,21	2,38	76,7	21,3
B	Emissões [kg/ano]	21.887	2,21	2,38	76,7	21,3
	Redução [%]	19,8	26,6	38,8	27,0	31,3

**Tabela 8-11** | Comparação entre as emissões de poluentes para o caso de referência e o caso do edifício de serviços

Caso de Estudo		CO <sub>2</sub>	CO	Poluente Partículas	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>
Referência	Emissões [kg/ano]	103.239	18,6	30,5	510	242
	Emissões [kg/ano]	82.586	13,6	19,5	374	157
C	Emissões [kg/ano]	82.586	13,6	19,5	374	157
	Redução [%]	20,0	26,9	36,1	26,1	35,1

Através da análise aos sistemas segundo a perspectiva das emissões de poluentes atmosféricos, pode observar-se uma redução destes para todos os casos de estudo revelando assim o potencial destas tecnologias ao nível ambiental.

Comparando as tecnologias utilizadas, pode verificar-se que para os MCI utilizados nos casos de estudo A2, B e C, a ordem de grandeza na redução das emissões foi semelhante. É necessário ter em consideração a possibilidade destas emissões virem a sofrer alterações ao longo do período de vida do MCI uma vez que os factores de emissão destas tecnologias dependem das características de operação, da idade e da manutenção do sistema.

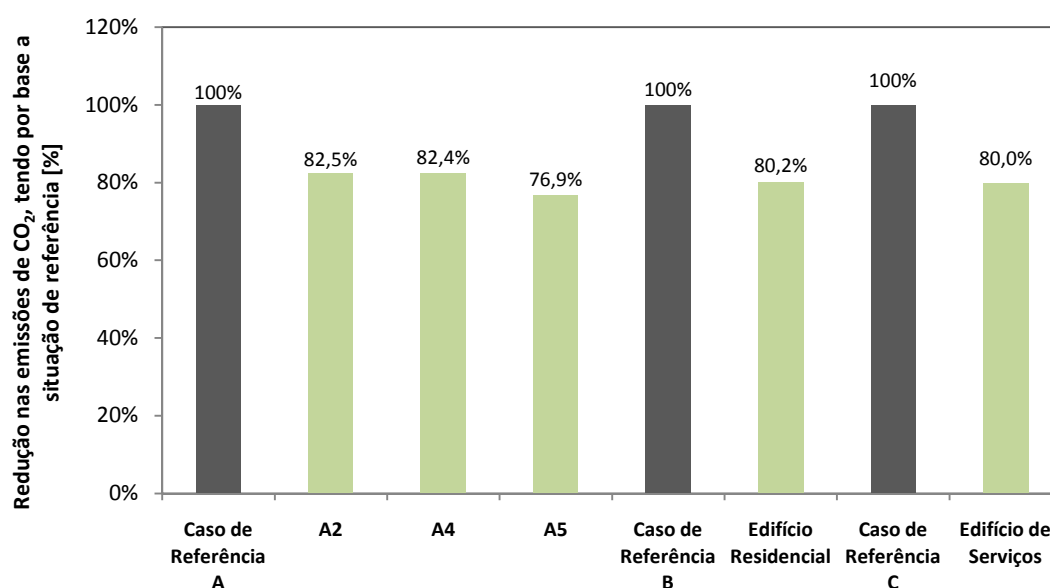
As simulações efectuadas para a residência unifamiliar (A2, A4 e A5) permitem estabelecer a comparação entre as diferentes tecnologias. Entre o MCI e o motor



Stirling pode observar-se que com o segundo se obtêm maiores reduções para grande parte dos poluentes embora a diferença seja apenas marginal.

Relativamente à célula de combustível, e tal como seria de esperar, as reduções verificadas são muito superiores a qualquer uma das outras tecnologias, obtendo-se valores negativos das emissões para alguns poluentes. De acordo com o software, isto sucede porque este sistema de MCHP, vende grandes quantidades de electricidade de baixas emissões à rede quando comparado com os sistemas A2 e A4. No entanto, é necessário ter em conta que as reduções obtidas para a célula de combustível utilizada poderão ser inferiores às obtidas, embora continuem a ser superiores às verificadas nas restantes tecnologias. Isto porque, por falta de informação disponível, os factores de emissão foram considerados nulos o que não corresponde inteiramente à realidade uma vez que a reforma do gás natural produz algumas emissões. Concretamente, para o modelo da célula de combustível seleccionada, e de acordo com o fabricante, a unidade apresenta emissões de CO<sub>2</sub> reduzidas, enquanto que as emissões de NO<sub>x</sub> e SO<sub>x</sub> são negligenciáveis.

Dentro da temática do combate às alterações climáticas e da adesão ao Protocolo de Quioto, Portugal definiu a meta de uma redução de GEE de 20% até 2020. Nesta temática, o principal benefício ambiental que se pode associar à MCHP é o deslocamento das emissões de CO<sub>2</sub> das centrais termoeléctricas. De acordo com as simulações efectuadas, na figura 8-5 estão representadas as reduções nas emissões de CO<sub>2</sub>.



**Figura 8-5** | Redução das emissões de CO<sub>2</sub> para os diferentes casos de estudo





Os resultados obtidos mostram reduções de CO<sub>2</sub> entre os 17 % e os 23 % que são valores bastante bons tendo em conta o potencial de aplicações destes sistemas, podendo representar uma redução significativa a nível nacional. Neste sentido, o Estado poderia atribuir incentivos económicos para sistemas de MCHP pelas emissões de GEE evitadas podendo tornar a sua instalação mais viável.



## 9. Conclusões

Actualmente a MCHP tem uma contribuição relativamente insignificante no mix mundial de produção de energia representando um pequeno nicho de mercado. No entanto, em alguns países europeus como o Reino Unido, a Alemanha e a Holanda, é já uma solução em vias de penetração comercial no mercado e aceite como alternativa para produção de energia. Este trabalho procurou responder através da simulação de casos reais se a instalação deste tipo de sistemas é viável e o papel que estas tecnologias poderão vir a desempenhar em Portugal.

Os casos de estudo considerados mostram que o perfil de consumo de energia térmica e eléctrica, a adequação da tecnologia a estes perfis, a remuneração da energia eléctrica produzida, o preço de compra do gás natural e o enquadramento legal deste tipo de projectos são as principais condicionantes para assegurar a viabilidade dos mesmos.

Tendo em conta os resultados obtidos, não parece evidente que haja um grande interesse por tecnologias que envolvam o uso de MCI e motores Stirling sob a forma de sistemas de MCHP no caso da residência unifamiliar. Pois apesar de ambos os sistemas proporcionarem reduções ao nível das emissões de poluentes atmosféricos e de consumo de energia, a viabilidade económica associada é bastante reduzida devido a uma combinação desfavorável do custo inicial da tecnologia e das tarifas de remuneração que não são suficientemente favoráveis para proporcionar rentabilidades que justifiquem o investimento.

Contudo, e segundo a perspectiva ambiental, legal e tecnológica, este interesse parece ser maior no caso de tecnologias de células de combustível. O sistema com esta tecnologia consegue satisfazer as cargas necessárias quase inteiramente, resultando ainda em grandes quantidades de electricidade vendida à rede. Pensa-se que a aposta nestas tecnologias poderá ser possível pela conjugação das tarifas de remuneração e pelo desempenho ambiental. No entanto, este tipo de soluções só poderá ser viável se o seu custo diminuir, revelando-se como o maior entrave à sua implementação.

Considerando ainda a residência unifamiliar, este foi o caso de estudo que permitiu estabelecer uma comparação tanto a nível tecnológico como ao nível do enquadramento legal considerando a legislação disponível para a microprodução através deste tipo de tecnologias. Em termos de enquadramento legal, constatou-se que para tecnologias que utilizem combustíveis convencionais como o gás natural, ao nível das tarifas de remuneração, é mais vantajoso fazer o licenciamento da instalação



segundo o DL 68/2002, no caso de células de combustível. Quanto aos motores, a diferença entre os dois decretos em termos de tarifas é reduzida podendo a escolha prender-se mais com aspectos burocráticos, como o processo de licenciamento.

Contudo, na prática, o desenvolvimento da MCHP em apartamentos individuais poderá ser difícil pelo facto de que em Portugal, à semelhança do que acontece noutros países, grande parte dos apartamentos existentes são alugados. Dado que os proprietários não têm incentivos económicos para investir em sistemas de MCHP e uma vez que não obtêm lucros dos custos de energia poupada, a única forma de recuperar até certa extensão o investimento realizado será através do aumento das rendas de aluguer.

Relativamente aos casos de estudo do edifício residencial e do edifício escolar a análise económica efectuada segundo a avaliação de vários parâmetros indica que a viabilidade económica é ligeiramente mais favorável do que no caso de estudo da residência unifamiliar. No entanto, este facto não justifica por si só a adopção deste tipo de sistemas. Contudo, uma análise mais fina dos consumos de calor e electricidade, as remunerações/custos da electricidade, a presença de sistemas adicionais de armazenamento de calor sob a forma de água quente, poderão melhorar de forma significativa a rentabilidade deste tipo de projectos em edifícios com estas características. Outro factor que poderá potenciar a rentabilidade destes sistemas é considerar a sua inclusão nos projectos dos edifícios.

A capacidade de inovação das tecnologias de MCHP vai além da unidade de conversão, como um artefacto técnico. De facto, as tecnologias só se consideram inovações se forem realmente utilizadas, e para isso elas precisam ser incorporadas num contexto social e tecnológico.

O Estado poderá desempenhar um papel importante na integração destas tecnologias, através de programas de apoio de maneira a ultrapassar a barreira económica e revendo a legislação e regulamentos aplicáveis especificamente direccionados para a MCHP. Contudo, ainda antes de se considerarem sequer apoios do governo assim como uma revisão da legislação vigente nesta matéria, deve ser feita uma introdução das tecnologias de MCHP no mercado. Esta deve ser realizada de forma activa e com o auxílio de entidades energéticas (electricidade e gás natural), institutos de investigação e universidades. Assim, de forma a aumentar a confiança de potenciais investidores é importante demonstrar a viabilidade destas tecnologias através de projectos-pilotos aplicados a determinados sectores.

Os resultados de experiências piloto poderão ser decisivos para credibilizar o investimento. Considera-se de importância fundamental a realização dum projecto de demonstração, devendo os seus resultados ilustrar a campanha publicitária e de



divulgação do equipamento e da nova filosofia de acesso à electricidade. Assim, é essencial promover a actividade de investigação tecnológica e o estabelecimento de parcerias das empresas com instituições científicas que potenciem a produção e a transferência de novas tecnologias.

Na perspectiva do público, há expectativas elevadas associadas à introdução de determinadas tecnologias, como células de combustível. Enquanto que outras opções de cogeração mais desenvolvidas como o motor Stirling e MCI, ainda são pouco conhecidas. De facto, outro dos grandes obstáculos é a falta de informação relativa à qualidade e características destes produtos.

A nível ambiental, com o Protocolo de Quioto, Portugal assumiu uma contenção no crescimento das emissões de GEE e uma das soluções para reduzir estas emissões é a aposta em FER. Este facto limita de certa forma a introdução de sistemas de MCHP com fontes de energia convencionais em Portugal pois como o governo está mais direccionado para a produção de electricidade a partir de FER, surgem mais incentivos nestas tecnologias negligenciando as potencialidades da MCHP. Exemplo disso é o DL 363/2007 que oferece regimes de remuneração de venda de electricidade à rede mais favoráveis para unidades de produção a partir de FER. Assim, e tendo em conta a legislação actual, enquanto não estiverem disponíveis no mercado unidades de MCHP operacionais com combustíveis renováveis como a biomassa, isto implica uma competição inevitável entre a produção de energia a partir de FER e MCHP com combustíveis convencionais.

Relativamente ao combustível considerado nestas simulações, conclui-se que elevados preços de gás natural reduzem a viabilidade económica de sistemas de MCHP. Este aspecto, decisivo para a penetração da MCHP no mercado, poderá justificar que o conceito de exploração destes sistemas seja alargado. Atribuindo assim a responsabilidade a uma empresa de serviços energéticos, que no regime de financiamento por terceiros procederia ao investimento, exploração e gestão dos projectos de MCHP. Tornar-se-ia então fulcral fazer prevalecer junto das empresas fornecedoras de gás e junto das autoridades reguladoras a possibilidade de atribuir à empresa investidora o estatuto de empresa grande consumidora de gás, obtendo assim tarifários de grande consumidor, ainda que com pontos de ligação dispersos no território nacional e pouco expressivos em termos de consumo.

As percepções e expectativas ao nível do governo, indústria e ciência, terão o maior impacto ao nível das políticas de apoio e nos incentivos concedidos à MCHP.

Assim, apesar do potencial tecnológico e ambiental, dos custos associados à tecnologia e combustíveis, da introdução no mercado e da aceitação dos consumidores, o futuro da implementação destes sistemas é significativamente



influenciada pelas estruturas institucionais. Estas orientam as estratégias de diferentes actores, produtores, consumidores e reguladores, para escolher ou desprezar as tecnologias de MCHP.

Assim, e mau grado os benefícios ambientais e as potenciais reduções do consumo de energia proporcionadas pela MCHP, mesmo recorrendo a um combustível fóssil como o gás natural, para o caso dos perfis de consumo estudados e nas condições de remuneração da electricidade produzida, o atractivo económico associado às tecnologias e equipamentos considerados é reduzido. Actualmente, os incentivos para a difusão da MCHP são em grande parte cancelados pelos obstáculos que ainda vão prevalecendo.

Para concluir, se aplicada nos sectores adequados, a MCHP pode constituir um contributo considerável para o fornecimento global de energia. Contudo, serão necessárias alterações a vários níveis de maneira a libertar o seu potencial. As políticas energéticas e ambientais deverão identificar um conjunto bem equilibrado de medidas que aumentem simultaneamente a eficiência energética, a contribuição de FER e a MCHP.



## Bibliografia de Referência

Acumentrics (2007), *AHEAD: Acumentrics home energy alternative device*, Acumentrics Corporation.

Acumentrics (2009), [www.acumentrics.com](http://www.acumentrics.com).

ADENE – Agência para a Energia (2008), *Relatório de resultados de contactos efectuados com entidades holandesas sobre microgeração baseada na tecnologia de motores Stirling*.

Água e Ambiente (2009) - Edição n.º 130 – Ano XI – Setembro 2009.

Aguiar, R., Santos, F.D. (2007), *Modelo de Prospectiva para Emissões de Gases com Efeito de Estufa em Portugal, Versão 2.2, Relatório Final, Volume I: Cenários de Referência*, Projecto MISP – Climate Change: Mitigation Strategies in Portugal, Fundação Calouste Gulbenkian, Serviço de Ciência e Instituto D.Luiz, Lisboa.

Aisin (2009), [www.aisin.co.jp](http://www.aisin.co.jp).

Alanne, K., Saari, A. (2004), *Sustainable small scale CHP technologies for buildings: The basis for multi-perspective decision-making*, Renewable and Sustainable Energy Reviews 8, 401-431.

Alves, R. (2007), *Mudança do Paradigma Energético: Microgeração em Portugal*, Dissertação apresentada à Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Nova de Lisboa para obtenção do grau de Mestre em Engenharia do Ambiente.

Antunes, J. (2008), *SmartGrids – Enquadramento Europeu e projectos de referência em Portugal*, Logica.

BAFA (2008), *Liste der förderfähigen Mini-kWk-Anlagen*, Eschborn.

Ballard (2009), [www.ballard.com](http://www.ballard.com).

Baxi Innotech (2009), [www.baxi-innotech.de](http://www.baxi-innotech.de).

Bernd, T. (2008), *Benchmark testing of Micro-CHP units*, Applied Thermal Engineering 28, 2049-2054.

Castro Guerra, A. (2007), *Intervenção do Secretário de Estado Adjunto da Indústria e da Inovação na Conferência «Micro-geração: A mudança de paradigma do sistema eléctrico»*, Lisboa,  
[www.portugal.gov.pt/pt/GC17/Governo/Ministerios/MEI/Intervencoes/Pages/20070313\\_MEI\\_Int\\_SEAII\\_Micro\\_Geracao.aspx](http://www.portugal.gov.pt/pt/GC17/Governo/Ministerios/MEI/Intervencoes/Pages/20070313_MEI_Int_SEAII_Micro_Geracao.aspx).

CEETA – Centro de Estudos em Economia da Energia, dos Transportes e do Ambiente (2002), *Tecnologias de Micro-geração e Sistemas Periféricos: Pilhas de Combustível*, 18-28.



Ceramic Fuel Cells (2009), [www.cfcl.com.au](http://www.cfcl.com.au).

COGEN Europe (2004), *Micro-CHP Fact Sheet Portugal*.

Comissão Europeia (2004), *European distributed energy resources projects*, Sixth Framework Programme.

Comissão Europeia (2006a), *Livro Verde: Estratégia Europeia para uma energia sustentável, competitiva e segura*, Bruxelas, 105 final.

Comissão Europeia (2006b), *Action Plan for Energy Efficiency: Realising the Potential*, Bruxelas, 545 final.

DGEG (2009a), *Caracterização Energética Nacional*, [www.dgge.pt](http://www.dgge.pt).

DGEG (2009b), *Produção/Consumos de Energia Eléctrica (1994 a 2007)*.

DGE - Direcção Geral da Energia (2002), *Eficiência Energética nos Edifícios*.

Disenco (2009), [www.disenco.com](http://www.disenco.com).

Dorer, V., Weber, A. (2009), *Energy and CO<sub>2</sub> emissions performance assessment of residential micro-cogeneration systems of dynamic whole-building simulation programs*, *Energy Conversion and Management* 50, 648-657.

EAW (2009), [www.eaw-energieanlagenbau.de](http://www.eaw-energieanlagenbau.de).

EC Power (2008), *CHP XRGI 15G Gas energy solution*, SAV Modules, SAV United Kingdom Ltd.

EC Power (2009), [www.ecpower.co.uk](http://www.ecpower.co.uk).

EDP – Energias de Portugal (2009), [www.edp.pt](http://www.edp.pt).

EDUCOGEN (2001a), *The European Educational Tool on Cogeneration*, COGEN Europe.

EDUCOGEN (2001b), *A guide to cogeneration*, COGEN Europe.

Enatec (2009), [www.enatec.com](http://www.enatec.com).

EPA – Environmental Protection Agency (1995), *Compilation of Air Pollutant Emission factors*, Volume I, Fifth edition.

ERSE (2007), *Tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços em 2008*.

ERSE (2009a), *Electricidade de Portugal*, [www.erse.pt/vpt/entrada/electricidade/electricidadeemportugal/](http://www.erse.pt/vpt/entrada/electricidade/electricidadeemportugal/).



ERSE (2009b), *Mercado Interno de Electricidade*,  
[www.erse.pt/vpt/entrada/electricidade/liberalizacaodosector/mercadointernode\\_electricidade/](http://www.erse.pt/vpt/entrada/electricidade/liberalizacaodosector/mercadointernode_electricidade/).

ERSE (2009c), *Tarifas de venda a clientes finais em Portugal Continental BTN 2009*.

ERSE (2009d), *Tarifas de venda a clientes finais em Portugal Continental MT e BTE 2009*.

ERSE (2009e), *Liberalização do sector do gás natural*,  
[www.erse.pt/pt/gasnatural/liberalizacaodosector/Paginas/default.aspx](http://www.erse.pt/pt/gasnatural/liberalizacaodosector/Paginas/default.aspx).

EUROSTAT (2009), <http://ec.europa.eu/eurostat/>.

Galp (2008), *Relatório & Contas 07*, Galp Energia.

Giese Energie (2009), [www.energiese.de](http://www.energiese.de).

Glizie (2009), [www.glizie.de](http://www.glizie.de).

Goswami, D.Y., Kreith, F. (2008), *Energy Conversion*, Taylor & Francis Group, New York.

Gouveia, J.B. (2006), *A Energia e o Desenvolvimento Sustentável*, DEGEI /Universidade de Aveiro.

Hawkes, A.D., Leach, M.A. (2007), *Cost-effective operating strategy for residential micro-combined heat and power*, *Energy* 32, 711-723.

Hawkes, A.D., Leach, M.A. (2008), *The capacity of micro-combined heat and power*, *Energy Policy* 36, 1457-1469.

Hexis (2009), [www.hexis.com](http://www.hexis.com).

Hinnels, M. (2008), *Combined heat and power in industry and buildings*, *Energy Policy* 36, 4522-4526.

HOMER (2005), *Getting Started Guide for HOMER version 2.1*, National Renewable Energy Laboratory, United States Department of Energy.

Houwing, M., Ajah, A.N., Heijnen, P.W., Bouwmans, I., Herder, P.M. (2008), *Uncertainties of the design and operation of distributed energy resources: The case of micro-CHP systems*, *Energy* 33, 1518-1536.

Idatech (2009), [www.idatech.com](http://www.idatech.com).

IHI (2009), [www.ihi.co.jp](http://www.ihi.co.jp).

INE – Instituto Nacional de Estatística (2009), [www.ine.pt](http://www.ine.pt).





International Energy Agency (2002), *Distributed generation in liberalized electricity markets*, OECD/IEA.

International Energy Agency (2004), *Energy Policies of IEA Countries: Portugal 2004 Review*, OECD/IEA.

International Energy Agency (2009), *Cogeneration and district energy: Sustainable energies technologies for today and tomorrow*, OECD/IEA.

Kong, X.Q., Wang, R.Z., Li, Y., Huang, X.H. (2008), *Optimal operation of a micro-combined cooling, heating and power system driven by gas engine*, Energy Conversion and Management 50, 530-538.

Kuhn, V., Klemes, J., Bulatov, I. (2008), *Micro-CHP: Overview of selected technologies, products and field test results*, Applied Thermal Engineering 28, 2039-2048.

KW Energie Technik (2009a), *Blockheizkraftwerk KWE 48G-4 SPN Datenblatt*.

KW Energie Technik (2009b), [www.kw-energietechnik.de](http://www.kw-energietechnik.de).

Laia, C. (2006), *Microgeração*, Seminário Oeingerge: Troca de experiências de utilização racional de energia, Oeiras.

Lei nº64-A/2008, Lei do Orçamento de Estado para 2009, 31 de Dezembro de 2008.

Mendez, V.H., Rivier, J., de la Fuente, J.I., Gómez, T., Arceluz, J., Marín, J. (2002), *Impact of Distributed Generation on Distribution Losses*, Universidad Pontificia Comillas, Madrid.

Microgen (2009), [www.microgen-engine.com](http://www.microgen-engine.com).

Monteiro, E., Moreira, N.A., Ferreira, S. (2009), *Planning of micro-combined heat and power systems in the Portuguese scenario*, Applied Energy 86, 290-298.

Nuvera (2009), [www.nuvera.com](http://www.nuvera.com).

Onovwiona, H.I., Ugursal, V.I., Fung, A.S. (2007), *Modeling of internal combustion engine based cogeneration systems for residential applications*, Applied Thermal Engineering 27, 848-861.

Osaka Gas (2009), *Development of 1 kW Residential Gas Engine Cogeneration System*, Osaka Gas Co Ltd.

Paepe, M., D'Herdt, P., Mertens, D. (2006), *Micro-CHP systems for residential applications*, Energy Conversion and Management 47, 3435-3446.

Peacock, A.D., Newborough, M. (2005), *Impact of Micro-CHP systems on domestic sector CO<sub>2</sub> emissions*, Applied Thermal Engineering 25, 2653-2676.



Pehnt, M., Cames, M., Fischer, C., Praetorius, B., Schneider, L., Schumacher, K., Voß, J.P. (2006), *Micro Cogeneration: Towards Decentralized Energy Systems*, Springer – Verlag Berlin Heidelberg.

Pehnt, M. (2008), *Environmental impacts of distributed energy systems – The case of micro cogeneration*, *Environmental Science & Policy* 11, 25-37.

PERCH – Produção de Electricidade para uso residencial com Energias Renováveis e Cogeração (2008), *Guia para os usos residenciais e comerciais*, Intelligent Energy Europe.

PERCH – Produção de Electricidade para uso residencial com Energias Renováveis e Cogeração (2009), *Interconnection Guide*, Intelligent Energy Europe.

Plug Power (2009), [www.plugpower.com](http://www.plugpower.com).

PowerPlus Technologies (2009), [www.ecopower.de](http://www.ecopower.de).

PowerTherm (2009), [www.powertherm.de](http://www.powertherm.de).

ProEcoPolyNet – Promotion of Eco-building technologies small Polygeneration and renewable heating and cooling Technologies for buildings (2007), *Best Practice Sheet – Experimental examination of different microCHP's*, Reutlingen.

Proton Motor (2009), [www.proton-motor.de](http://www.proton-motor.de).

RCM 169/2005 – Resolução do Conselho de Ministros nº169 de 24 de Outubro de 2005.

Ren, H., Gao, W., Ruan, Y. (2008), *Optimal sizing for residential CHP system*, *Applied Thermal Engineering* 28, 514-523.

REN – Redes Energéticas Nacionais (2009a), *Dados técnicos electricidade: Valores provisórios 2008*.

REN – Redes Energéticas Nacionais (2009b), *Dados técnicos gás natural 2008*.

Senertec (2005), *Technical Data – Dachs*.

Senertec (2009), [www.senertec.de](http://www.senertec.de).

Simões, J.B. (2008), *A importância da informação no contexto da microgeração: A telecontagem como elemento catalisador de uma maior eficiência energética*, ISA – Intelligent Sensing Anywhere.

Smartgrids (2006), *Vision and strategy for Europe's electricity networks of the future*, European Smartgrids Technologies Platforms, European Commission.

Stirling Denmark (2009), [www.stirling.dk](http://www.stirling.dk).



Strachan, N., Dowlatabadi, H. (2002), *Distributed generation and distribution utilities*, Energy Policy 30, 649-661.

Sunmachine (2009), [www.sunmachine.com](http://www.sunmachine.com).

TECS – The European Cogeneration Study (2001), *The future of CHP in the European market: Final publishable report*.

Tedom (2009), [www.tedom.eu](http://www.tedom.eu).

Vaillant (2009), [www.vaillant.de](http://www.vaillant.de).

Voorpoels, K.R., D'haeseleer, W.D. (2002), *The evaluation of small cogeneration for residential heating*, International Journal of Energy Research 26, 1175-1190.

WADE – World Alliance for Decentralized Energy (2003), *Guide to decentralized energy*.

WADE – World Alliance for Decentralized Energy (2009), [www.localpower.or](http://www.localpower.or).

WhisperTech (2007), *WhisperGen (MkVb) microCHP System Design Manual*, New Zealand.

WhisperTech (2009), [www.whispergen.com](http://www.whispergen.com).

Yanmar (2009), [www.yanmar.co.jp/en](http://www.yanmar.co.jp/en).



## **Anexos**



## Anexo A | Fabricantes de tecnologias de MCHP

**Tabela A-1 | Fabricantes de MCI**

Fabricante	Modelo	P[kWe]	P[kWt]	$\eta_e$ [%]	$\eta_t$ [%]	Combustível	Custo [€]
Powerplus Technologies	Ecopower e4.7	1,3-4,7	4,0-12,5	25	65	Gás Natural GPL	13200
Honda e parceiros	Ecowill	1	3,25	20	65	Gás Natural GPL	8400
Senertec	Dachs HKA G5.5	5,5	12,5	27	61	Gás Natural	15000
Tedom	Micro S8	8	21	i.n.d.	i.n.d.	Gás Natural	i.n.d.
Yanmar/ Osaka Gas	Genelight	5	i.n.d.	29	i.n.d.	Gás Natural Biodiesel	i.n.d.
Giese Energie	Energator GB 7,5-15	7,5-15	i.n.d.	i.n.d.	i.n.d.	Gás Natural	i.n.d.
AISIN	GECC60A2N	6	i.n.d.	i.n.d.	i.n.d.	Gás Natural	i.n.d.
EAW	EW S5,5	5,5	12	i.n.d.	i.n.d.	Gás Natural	i.n.d.
Glizie	G16+	16	35	i.n.d.	i.n.d.	Gás Natural	i.n.d.
	G20+	20	44	i.n.d.	i.n.d.		i.n.d.
EC Power	XRGI 15	6-15,2	17-30	30	i.n.d.	Gás Natural	40000
PowerTherm	Powertherm	5-20	10-43	26	i.n.d.	Gás Natural, Biogás	i.n.d.
KW Energie Technik	KWE 48G4 SPN	48	77	25	i.n.d.	Gás Natural	30000

i.n.d. – informação não disponível

**Tabela A-2 | Fabricantes de motores Stirling**

Fabricante	Modelo	P[kWe]	P[kWt]	$\eta_e$ [%]	$\eta_t$ [%]	Combustível	Custo [€]
WhisperGen	Whisper Tech	1	8	12	80	Gás Natural	9000
Solo	Solo Stirling 161	2-9,5	6-24,8	24	i.n.d.	Gás Natural	25000
Microgen	Microgen M-CHP	1	15;24; 36	i.n.d.	i.n.d.	Gás Natural	i.n.d.
Disenco Energy	Disenco	0,5-3	12-17,4	i.n.d.	i.n.d.	Gás Natural	i.n.d.
Enatec	HRe	1	6-24	i.n.d.	i.n.d.	Gás Natural	i.n.d.
Stirling Denmark	SM5A	9	25	21	85	Biogás	i.n.d.
Sunmachine	Sun Pellet	1,5-3	4,5-10,5	i.n.d.	i.n.d.	Pellets	23000

i.n.d. – informação não disponível

**Tabela A-3 | Fabricantes de células de combustível do tipo SOFC**

Fabricante	Modelo	P[kWe]	P[kWt]	$\eta_e$ [%]	$\eta_t$ [%]	Combustível	Custo [€]
Acumentrics	AHEAD	2	1-24	30	i.n.d.	Gás Propano Gás Natural	100000
Ceramic Fuel Cells	NetGen Plus	1	0,25-0,65	>50	i.n.d.	Gás Natural	i.n.d.
Hexis	Galileo 1000N	1	2,5-20	25-30	i.n.d.	Gás Natural	i.n.d.

i.n.d. – informação não disponível



**Tabela A-4 |** Fabricantes de células de combustível do tipo PEMFC

Fabricante	Modelo	P[kWe]	P[kWt]	$\eta_e$ [%]	$\eta_c$ [%]	Combustível	Custo [€]
Arcotronics	Penta H2	1-5	4,5	45	i.n.d.	i.n.d.	i.n.d.
Avista Labs	Independence 1000	1	i.n.d.	36-40	i.n.d.	99,95% H <sub>2</sub>	i.n.d.
Ballard	FCgen	1,2	i.n.d.	i.n.d.	i.n.d.	i.n.d.	i.n.d.
Plug Power	GenSys E60	0,3-3	i.n.d.	i.n.d.	i.n.d.	Gás Natural	i.n.d.
Baxi Innotech	Home Energy Center	1	2-40	i.n.d.	i.n.d.	Gás Natural	i.n.d.
IHI		5	i.n.d.	35	40	Gás Natural GPL	i.n.d.
Panasonic/Matsushita		1	1,3	32	42	Gás Natural	i.n.d.
Nuvera	Avanti	2,3-4,6	i.n.d.	i.n.d.	i.n.d.	Gás Natural	i.n.d.
Proton Motor		5	7	43	i.n.d.	99,999% H <sub>2</sub>	i.n.d.
Vaillant		1-4,6	25-50	i.n.d.	i.n.d.	Gás Natural	i.n.d.

i.n.d. – informação não disponível



## Anexo B | Ciclo diário e tarifas de venda a clientes finais em BTN e BTE

**Tabela B-1** | Ciclo diário para BTE e BTN [ERSE, 2009c; ERSE, 2009d]

Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Ponta:	09.00/10.30 h 18.00/20.30 h	Ponta:	10.30/13.00 h 19.30/21.00 h
Cheias:	08.00/09.00 h 10.30/18.00 h 20.30/22.00 h	Cheias:	08.00/10.30 h 13.00/19.30 h 21.00/22.00 h
Vazio normal:	06.00/08.00 h 22.00/02.00 h	Vazio normal:	06.00/08.00 h 22.00/02.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h

**Tabela B-2** | Ciclo diário transitório em BTN bi-horária [ERSE, 2009c]

Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Fora de vazio:	08.00/22.00 h	Fora de vazio:	09.00/23.00 h
Vazio:	22.00/08.00 h	Vazio:	23.00/09.00 h

**Tabela B-3** | Tarifas de venda a clientes finais em BTE [ERSE, 2009d]

Tarifa	Escalação de Potência [kVA]	Preço de Potência [€/mês]	Preços da Energia Activa [€/kWh]		
			Horas de Ponta	Horas de Cheias	Horas de Vazio
Bi-horária	6,9	14,35	0,1233		0,0663

**Tabela B-4** | Tarifas de venda a clientes finais em BTE [ERSE, 2009d]

Tarifa médias utilizações (MU)		
Termo tarifário fixo [€/mês]		25,32
Potência [(€/kW)/mês]	Horas de ponta	10,108
	Contratada	0,441
Energia activa [€/kWh]	Horas de ponta	0,1840
	Horas cheias	0,0970
	Horas vazio normal	0,0637
	Horas de super vazio	0,0592
Energia reactiva [€/kvarh]	Fornecida	0,0206
	Recebida	0,0157



## Anexo C | Factores de emissão da rede eléctrica

Os valores dos factores de emissão da rede eléctrica utilizados na análise ambiental dos sistemas de MCHP foram disponibilizados pela APA e foram calculados considerando os seguintes pressupostos:

- As emissões têm origem nas estimativas realizadas no âmbito do Sistema Nacional de Inventários de Emissões por Fontes e Remoção por Sumidouros de Poluentes Atmosféricos (SNIERPA);
- O consumo de electricidade tem origem no balanço energético da DGEG;
- O poluente com a designação CO<sub>2</sub> inclui CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>O e CH<sub>4</sub> e as emissões dos últimos dois poluentes foram convertidas em CO<sub>2</sub> equivalente (CO<sub>2</sub>e);
- Para o poluente base CO<sub>2</sub> só se considera a emissão de origem fóssil;
- Assume-se que todas as emissões do país são divididas pelos consumidores;
- Os factores não entram em conta com as emissões da energia eléctrica importada de outros países;
- As emissões resultantes da energia eléctrica produzida em Portugal e exportada para outros países são consideradas nestes factores de emissão.

**Tabela C-1** | Factores de emissão para a rede eléctrica (valor anual)

Poluente	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
	t poluente/GWh							
CO <sub>2</sub> e	512	497	559	440	453	510	427	369
NO <sub>x</sub>	1,66	1,53	1,70	1,29	1,22	1,44	1,15	0,98
SO <sub>x</sub>	4,47	4,25	4,19	2,60	2,60	2,80	2,21	2,03
Partículas	0,19	0,20	0,20	0,17	0,16	0,16	0,15	0,14
CO	0,09	0,09	0,11	0,09	0,09	0,10	0,08	0,08

**Tabela C-2** | Factores de emissão para a rede eléctrica (média dos últimos três anos)

Poluente	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
	t poluente/GWh							
CO <sub>2</sub> e	556	551	523	498	484	468	463	435
NO <sub>x</sub>	1,94	1,76	1,63	1,51	1,40	1,32	1,27	1,19
SO <sub>x</sub>	5,17	4,77	4,30	3,68	3,13	2,67	2,54	2,35
Partículas	0,22	0,21	0,20	0,19	0,18	0,16	0,16	0,15
CO	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,09	0,09	0,09





## Anexo D | Características técnicas dos modelos


### 1. Caso A | Residência unifamiliar

#### 1.1. Caso A1 | MCI: Modelo Dachs HKA G5.5 da Senertec



#### Technical Data - Dachs

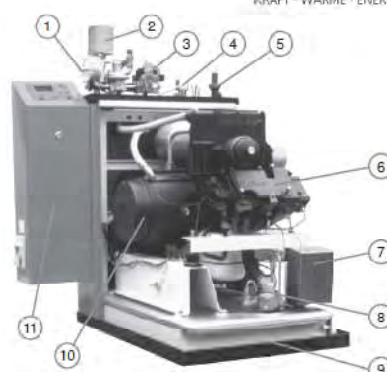
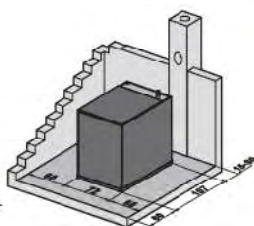
Type <sup>1)</sup>	Dachs	HKA G 5.5	HKA G 5.3	HKA F 5.5	HKA HR 5.3	
			Low NOx	Low NOx		
Fuel	Natural gas	Natural gas	LPG	LPG	Fuel oil EL <sup>4)</sup>	Biodiesel (RME)
Electrical output [kW]*	5.5	5.0	5.5	5.3	5.3	5.3
Thermal output [kW]**	12.5	12.3	12.5	10.5	10.3	10.3
Fuel input [kW]**	20.5	19.6	20.5	17.9	17.6	17.6
Auxiliary demand [kW <sub>el</sub> ] <sup>***</sup>	0.12			0.14		
Max. water flow temperature	83 °C					
Max. water return temperature	70 °C					
Voltage / frequency	3 ~ 230 V / 400 V 50 Hz					
Efficiency: ****						
- electrical	27%	26%	27%	30%	30%	
- thermal	81%	83%	81%	80%	80%	
- Fuel efficiency <sup>2)</sup>	88%	89%	88%	89%	89%	
Noise level at 1 meter dB(A)	50 - 55			54 - 58		
Service intervals [running hours]	3,500	3,500	3,500	2,700	Recommended: 1,400	
Minimum methane number <sup>3)</sup>	35	35	35	-	-	
Flue gases	Joint exhaust routing with boiler possible. Exhaust piping with or without addition of secondary air.					
Location	According to local fire regulations					
Dimensions:						
- Width (without controller) [cm]		72				
- Length [cm]		107				
- Height [cm]		100				
- Weight [kg]		530				



\* Output to DIN ISO 3046, measured at the generator terminals. Precise values may differ according to altitude environmental conditions and conditions of use. Tolerance +/- 3%

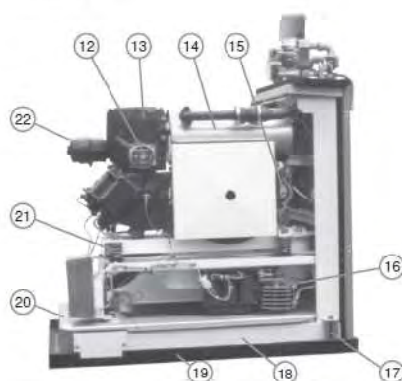
\*\* Values from type / component test report for a return temperature of 60 °C, tolerance +/- 5%

\*\*\* Tolerance +/- 10%, calculated values for EnEV (Energy Conservation Ordinance)



Dachs HKA G and F

- 1: Gas mixer
- 2: Air muffler connection
- 3: Gas-Multiblock
- 4: Start gas valve
- 5: Flue connection
- 6: Engine
- 7: Ignition
- 8: Gas volume regulator
- 9: Transport protection
- 10: Generator
- 11: Controller MSR2



- 12: Cooling water pump
- 13: Flue gas heat exchanger with oxidation catalyst
- 14: Flue gas silencer
- 15: 2V starter
- 16: 3-phase mains starter
- 17: Transport protection
- 18: Base frame with intake silencer
- 19: Floor sumo with rubber bearings
- 20: Drip tray
- 21: Spring-mounted motor support
- 22: Lubricant oil filter

**Figura D-1 | Características técnicas do MCI Dachs HKA G5.5 da SenerTec [SenerTec, 2005]**



## 1.2. Caso A2 | MCI: Modelo Ecowill da Honda

	Gas engine (power generating unit)
Power output	1 kW
Heat output	3.25 kW
Electric system	1 phase, 3 wires, 200/100 V, 60 Hz
Electrical efficiency	20% (LHV)
Thermal efficiency	65% (LHV)
Maximum input	5.5 kW
Dimensions (mm)	D380 × W580 × H880
Mass	81 kg
Noise level	44 dB (A)
Durability	20,000 hours or 10 years
Frequency of periodic inspections	6,000hours (Approx. 3 years)



**Figura D-2 |** Características técnicas do MCI Ecowill da Honda [Osaka Gas, 2009]



### 1.3. Caso A3 | Motor Stirling: Modelo WhisperGen da WhisperTech

#### WhisperGen™ MkVb microCHP Unit Technical Specification

<b>General Details</b>	Engine: 4 cylinder double-acting Stirling cycle Main Burner: Single nozzle swirl stabilised recuperating Auxiliary Burner: Cylindrical premix surface burner Generator: 4 pole single phase induction motor Duty Cycle: 1 - 24 hour cycle Installation Type: C12 or C32 Electrical Supply: 230 Vac 50 Hz (Nominal grid voltage)
<b>Electrical Output</b>	Nominal Mode: up to 1000 W
<b>Thermal Output</b>	Minimum: 5.5 kW Nominal Mode: up to 7.0 kW Maximum: up to 12.0 kW
<b>Power Consumption (net)</b>	Standby: 9 W Generating: 100 W
<b>Fuel</b>	Type: 2H-2nd family natural gas Supply Pressure : 17...25 mbar (20 mbar nominal) Supply Conditions: I <sub>2H</sub> -G20-20 mbar
<b>Fuel Consumption</b>	Maximum Burner Firing Rate: 1.55 m <sup>3</sup> / hour
<b>Central Heating System</b>	Flow rate (nominal): 8.5 to 15 l/min. Type : Sealed pressurised or open vented Max system pressure : PMS = Class 2; 3.0 bar maximum Thermal Store System Flow Temperature: maximum 85°C
<b>Dimensions</b>	Width x Depth x Height : 490(W) x 555(D) x 840(H) Weight (dry) : 148 kg
<b>Connections</b>	Fuel : Rp ½ ISO 7/1 Central Heating : Rp ¾ ISO 7/1 Safety Discharge : Rp ½ ISO 7/1 Condensate Trap Drain : Rp ½ ISO 7/1 Condensate Flow: 1.7 l/hr. maximum Exhaust Flue : To suit Cox Geelen RGE Coxcentric 80/125 Flue Kit Exhaust Temperature: Max. 110°C at 10.5 kW burner firing rate Communication Port : RS-232 port with DB9 connector Power Supply : 230VAC 50Hz IEC plug
<b>Environment</b>	Storage temperature: -20 to 50°C Operating temperature: 0 to 45°C (0 to 95% relative humidity) Combustion air inlet temperature: -15 to 40°C

**Figura D-3** | Características técnicas do motor Stirling WhisperGen da WhisperTech  
[WhisperTech, 2007]



#### 1.4. Caso A4 | Motor Stirling: Modelo Solo Stirling 161 da Solo

A empresa Solo pertence à Stirling Systems desde meados de 2007. Com isto, o modelo Solo Stirling 161 não está disponível segundo este nome e a Stirling Systems suspendeu a produção desta unidade. Apesar do facto destas unidades não se encontrarem ainda disponíveis, para efeitos deste trabalho, o nome Solo Stirling 161 será mantido.

#### Technical characteristics of installation

##### External dimensions

- ▶ Length: 1280 mm
- ▶ Depth: 700 mm
- ▶ Height: 980 mm
- ▶ Weight: 460 kg

##### General performance data

- ▶ Maximum exit temp. outer circuit: 65 °C
- ▶ Performance temperature at heating inlet: 50 °C
- ▶ Electrical output capacity: 2-9,5 kW
- ▶ Thermal output capacity: 8-26 kW
- ▶ Electrical efficiency: 22-24,5 %
- ▶ Thermal efficiency: 65-75 %
- ▶ Total efficiency: 92- 96 %

##### Engine data

- ▶ Type: V 2- stirling engine
- ▶ Cylinder capacity: 160 ccm
- ▶ Operating gas: helium
- ▶ Max. medium operating pressure: 150 bar
- ▶ Nominal engine speed: 1500 rpm

##### Burner and combustion chamber

- ▶ Burner performance, min-max: 16-40 kW
- ▶ Fuel: natural gas, liquid gas (pellets in near future)



**Figura D-4** | Características técnicas do motor Stirling Solo Stirling 161 [ProEcoPolyNet, 2007]



## 1.5. Caso A5 | CC: Modelo AHEAD da Acumentrics



AHEAD



### ELECTRICAL OUTPUT

*Output power:* 1 kW nominal, 2.5 kW peak  
*Output voltage:* 120@60Hz single phase, or 230@50Hz.  
*Start up time:* warm up 30-60 min before power available

### THERMAL OUTPUT

*Fuel Cell + Peak burner:* 1-24 kW  
*Water Outlet Temperature:* 60°C (140°F)  
*Water Pipe Connections:* ½" NPT  
*Exhaust:* 2" duct

### EFFICIENCY

*Electrical:* 30% at nominal power  
*Total:* >90%

### FUEL INPUT

*Fuel types:* propane, natural gas  
*Delivery pressure:* 1.7 – 3.5 kPa (7-14 inches water column)  
*Maximum flow:* 60 SLPM (125 SCFH)  
*Inlet pipe size:* ½" NPT

### PHYSICAL

*Size:* 28"W x 36"L x 34"H  
*Weight:* 700 lbs (320 kg)  
*Monitoring:* ethernet port optional

### ENVIRONMENTAL

*Operating Temperature:* -29°C to 49°C (-20°F to 120°F)  
*Altitude:* 0 to 5,000 ft operating, 0 to 40,000 ft non-operating  
*Acoustical noise:* 65dBA at 3 ft

### MAINTENANCE

*Inlet air filter:* Inspect and clean annually or as conditions warrant  
*Sulfur filter:* Replace every 9,000 operating hours

### WARRANTY:

See quote for details.



Acumentrics Corporation  
20 Southwest Park  
Westwood, MA 02090  
Tel: 800-332-0277  
FAX: 781-461-1261  
www.acumentrics.com

Acumentrics

**Figura D-5 |** Características técnicas da CC AHEAD da Acumentrics [Acumentrics, 2007]



## 2. Caso B | Edifício residencial: MCI, Modelo XRGI 15 da EC Power

### CHP XRGI 15G GAS Energy Solution



**SAV United Kingdom Ltd**  
Scandia House 131 Armfield Close  
West Molesey, Surrey KT8 2JR  
Telephone: 0208 9 41 41 53  
Telefax: 0208 7 83 11 32  
E-mail: [info@savmodules.com](mailto:info@savmodules.com)  
Website: [www.savmodules.com](http://www.savmodules.com)

Registered in England No. 513621  
VAT Registration No 765 3333 24

#### PERFORMANCE

Mechanical performance at 1535 r/min \_\_\_\_\_ 16.5 kW  
Electrical efficiency – maximum \_\_\_\_\_ 30% +/- 0.5 %  
Electrical output \_\_\_\_\_ 15.2 kW (modulating from 6 kW)  
Thermal output \_\_\_\_\_ 30 kW (modulating from 17 kW)  
Electrical efficiency at partial load \_\_\_\_\_ More than 27% at > 9 kW elec.  
Total efficiency \_\_\_\_\_ Up to 92 %  
Consumption \_\_\_\_\_ 26-50 kW  
Noise level \_\_\_\_\_ <49 dB(A) at 1m distance

#### SYSTEM COMPONENTS

##### POWER UNIT

###### Cabinet

Double walls \_\_\_\_\_ 1.5 + 2 mm steel plate, stainless steel, painted  
External dimensions (H x W x D) \_\_\_\_\_ 1250 x 750 x 1110 mm incl. pipe connectors  
Insulation \_\_\_\_\_ 50 mm mineral wool  
Weight \_\_\_\_\_ 700 kg

###### Engine

\_\_\_\_\_ Toyota Industries  
Fuel \_\_\_\_\_ Natural gas, LPG, Butane, Propane, Bio Gas  
Cooling \_\_\_\_\_ Water cooled, engine and exhaust gas  
Number of cylinders \_\_\_\_\_ 4  
Swept volume \_\_\_\_\_ 2237 ccm  
CO emission \_\_\_\_\_ 46 (partial load)/89 (full load) mg/m<sup>3</sup> at 5% O<sub>2</sub>  
NOx emission \_\_\_\_\_ 49 (partial load)/314 (full load) mg/m<sup>3</sup> at 5% O<sub>2</sub>

###### Generator

Operating type \_\_\_\_\_ Asynchronous  
Voltage \_\_\_\_\_ 3 PHASE, 400 V  
Maximum full load current, out \_\_\_\_\_ 27 A  
Nominal generator current \_\_\_\_\_ 27 A  
Cooling \_\_\_\_\_ Water cooled  
Cos φ \_\_\_\_\_ 0,8

##### HEAT DISTRIBUTOR

External dimensions (HxWxD) \_\_\_\_\_ 1005 x 370 x 342 mm

##### CONTROL PANEL

External dimensions (HxWxD) \_\_\_\_\_ 210 x 600 x 600 mm  
Voltage \_\_\_\_\_ 3 phases + N + Ground, 400 V  
Max. fuse / cable connections \_\_\_\_\_ 63 A / 16 mm<sup>2</sup> Cu  
Max. external temperature \_\_\_\_\_ 40 ° C

**Figura D-6 | Características técnicas do MCI XRGI 15 da EC Power [EC Power, 2008]**





### 3. Caso C | Edifício de serviços: MCI, Modelo KWE 48G-4 SPN da KW Energie Technik

KW Energie Technik

**Blockheizkraftwerk KWE 48G-4 SPN**

Datenblatt



<b>Kraftstoff</b>	Erdgas	<b>Abgasemission bei 5 Vol% Restsauerstoff</b>	
<b>Betriebsweise</b>	Netzparallelbetrieb mit Notstromfunktion	CO	< 150 mg/Nm <sup>3</sup>
<b>Elektrische Leistung</b>	48 kW	NOx	< 125 mg/Nm <sup>3</sup>
<b>Thermische Leistung</b>	ca. 77 kW	<b>Primärenergieeinsparung</b>	ca. 25 %
<b>Brennstoffverbrauch</b>	ca. 140 kW	<b>Gesamtjahresnutzungsgrad</b>	ca. 89 %
<b>Wirkungsgrad</b>	ca. 89 %	<b>Abgastemperatur</b>	130 °C
<b>Stromkennzahl</b>	0,62	<b>Abgasmassenstrom</b>	185 kg/h
<b>Spannung</b>	400 V	<b>Abgasvolumenstrom (feucht)</b>	245 m <sup>3</sup> /h
<b>Strom</b>	70 A		
<b>cos Phi</b>	0,98		
<b>Schalldruckpegel</b>	ca. 68 dB/A (in 1m Entfernung)		
<b>Vorlauftemperatur</b>	max. 90 °C		
<b>Rücklauftemperatur</b>	max. 75 °C		

<b>Motor</b>	MAN E0834 E 302	<b>Synchrongenerator</b>	
<b>Bauart</b>	Reihenmotor	<b>Kühlung</b>	Luftkühlung
<b>Arbeitsverfahren</b>	4-Takt Otto	<b>Leistung</b>	69 kVA
<b>Zylinderzahl</b>	4	<b>Spannung</b>	400 V
<b>Hubraum</b>	4,58 l	<b>Frequenz</b>	50 Hz
<b>Nenndrehzahl</b>	1500 1/min	<b>Wirkungsgrad</b>	93,8 %
<b>Spez. Vollastverbrauch</b>	9.8 MJ / kWh mechanisch	<b>Spannungsregelung</b>	elektronisch

<b>Abmessung, Gewicht, und Anschlüsse des BHKW Modul</b>			
<b>Länge</b>	ca. 2500 mm	<b>Heizungsvorlauf</b>	R 1 1/2"
<b>Breite</b>	ca. 1040 mm	<b>Heizungsrücklauf</b>	R 1 1/2"
<b>Höhe</b>	ca. 1900 mm	<b>Abgasanschluss</b>	R 3"
<b>Farbe</b>	Pantone 5517C, hellgrau-grün	<b>Gasanschluss</b>	R 1"
<b>Gewicht</b>	ca. 1700 kg		

**Figura D-7 |** Características técnicas do MCI KWE 48G-4 SPN da KW Energie Technik [KW Energie Technik, 2009a]



## Anexo E | Relatório de sistema do HOMER para a residência unifamiliar

### 1. Caso A1 | MCI Dachs HKA G5.5

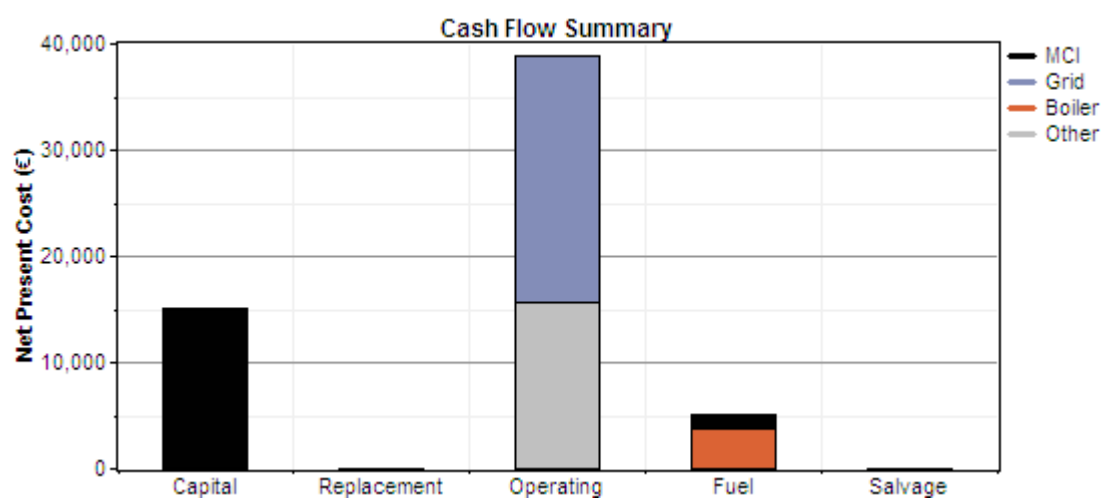
#### System Report - 1 residência MCI Senertec Dach DL68

##### 1.1. System architecture

MCI 5.5 kW  
Grid 150 kW

##### 1.2. Cost summary

Total net present cost	€ 59,102
Levelized cost of energy	€ 1.743/kWh
Operating cost	€ 2,823/yr



##### 1.2.1. Net Present Costs

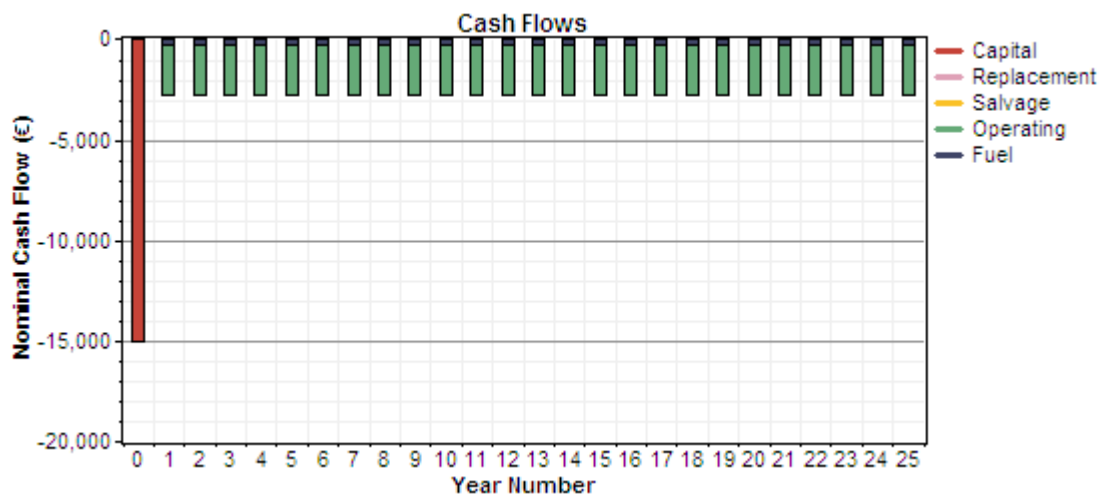
Component	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (€)	Fuel (€)	Salvage (€)	Total (€)
MCI	15,000	0	0	1,276	0	16,276
Grid	0	0	23,340	0	0	23,340
Boiler	0	0	0	3,865	0	3,865
Other	0	0	15,622	0	0	15,622
System	15,000	0	38,962	5,140	0	59,102





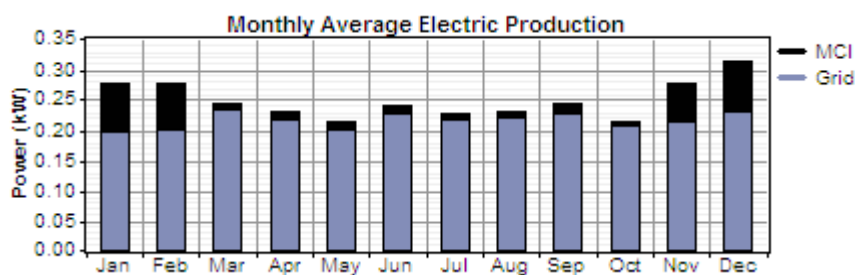
### 1.2.2. Annualized Costs

Component	Capital (€/yr)	Replacement (€/yr)	O&M (€/yr)	Fuel (€/yr)	Salvage (€/yr)	Total (€/yr)
MCI	960	0	0	82	0	1,042
Grid	0	0	1,494	0	0	1,494
Boiler	0	0	0	247	0	247
Other	0	0	1,000	0	0	1,000
System	960	0	2,494	329	0	3,783



### 1.3. Electrical

Component	Production (kWh/yr)	Fraction
MCI	290	13%
Grid purchases	1,885	87%
Total	2,175	100%



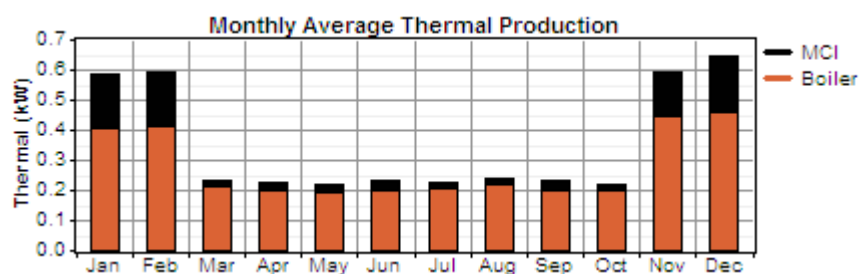
Load	Consumption (kWh/yr)	Fraction
AC primary load	2,000	92%
Grid sales	175	8%
Total	2,175	100%



Quantity	Value	Units
Excess electricity	0.00	kWh/yr
Unmet load	0.00	kWh/yr
Capacity shortage	0.00	kWh/yr
Renewable fraction	0.000	

#### 1.4. Thermal

Component	Production	Fraction
	(kWh/yr)	
MCI	667	21%
Boiler	2,441	79%
Total	3,108	100%



Load	Consumption	Fraction
	(kWh/yr)	
Thermal load	2,924	100%
Total	2,924	100%

Quantity	Value	Units
Excess thermal energy	184	kWh/yr

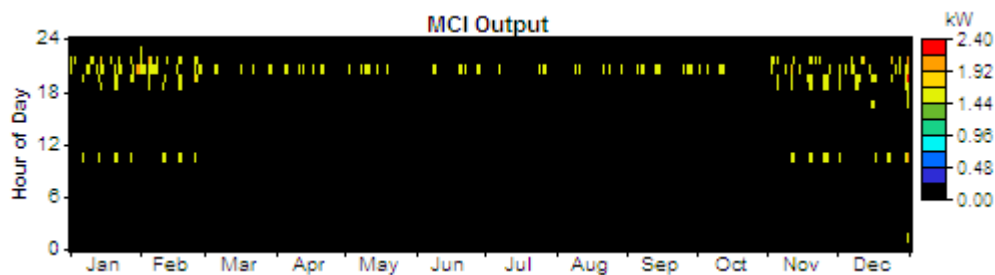
#### 1.5. MCI

Quantity	Value	Units
Hours of operation	174	hr/yr
Number of starts	137	starts/yr
Operational life	460	yr
Capacity factor	0.602	%
Fixed generation cost	-0.0000763	€/hr
Marginal generation cost	0.281	€/kWhyr



Quantity	Value	Units
Electrical production	290	kWh/yr
Mean electrical output	1.67	kW
Min. electrical output	1.65	kW
Max. electrical output	2.24	kW
Thermal production	667	kWh/yr
Mean thermal output	3.83	kW
Min. thermal output	3.79	kW
Max. thermal output	5.15	kW

Quantity	Value	Units
Fuel consumption	102	m3/yr
Specific fuel consumption	0.352	m3/kWh
Fuel energy input	1,074	kWh/yr
Mean electrical efficiency	27.0	%
Mean total efficiency	89.1	%



## 1.6. Grid

Rate: All

Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Purchases (kWh)	Peak Demand (kW)	Energy Charge (€)	Demand Charge (€)
Jan	147	34	113	2	11	101
Feb	133	30	104	3	10	100
Mar	174	7	167	2	18	106
Apr	155	8	147	2	16	112
May	148	8	140	2	15	121
Jun	162	8	154	2	17	125
Jul	161	5	156	2	17	96
Aug	164	7	157	2	17	111
Sep	164	9	155	2	17	112
Oct	153	5	148	2	16	109
Nov	153	24	129	3	13	109
Dec	171	31	140	3	14	110
Annual	1,885	175	1,710	3	181	1,313



### 1.7. Emissions

Pollutant	Emissions (kg/yr)
Carbon dioxide	1,399
Carbon monoxide	0.759
Particulate matter	0.285
Sulfur dioxide	5.74
Nitrogen oxides	3.43



## 2. Caso A2 | MCI Ecowill

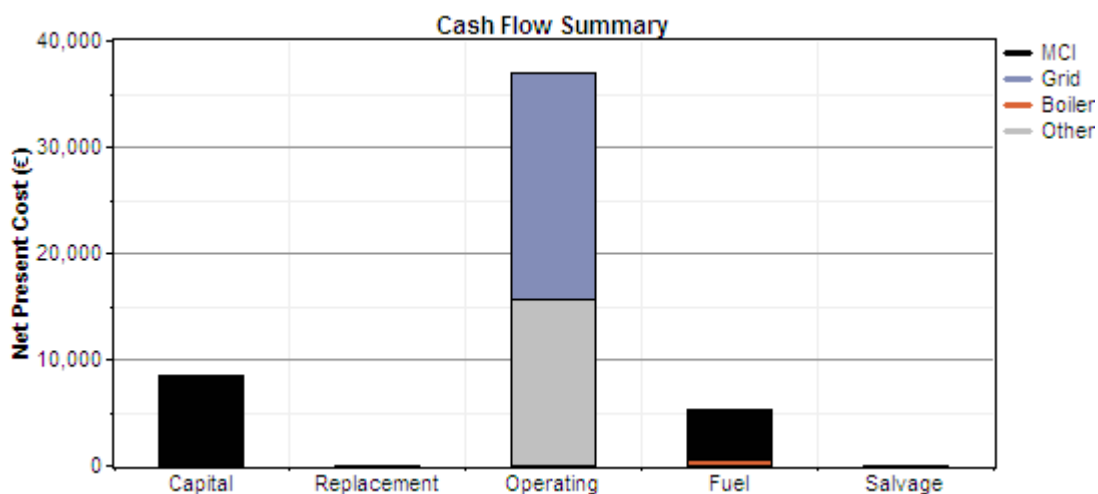
### System Report - 1 residência MCI Ecowill DL68

#### 2.1. System architecture

MCI	1 kW
Grid	150 kW

#### 2.2. Cost summary

Total net present cost	€ 50,732
Levelized cost of energy	€ 1.475/kWh
Operating cost	€ 2,710/yr



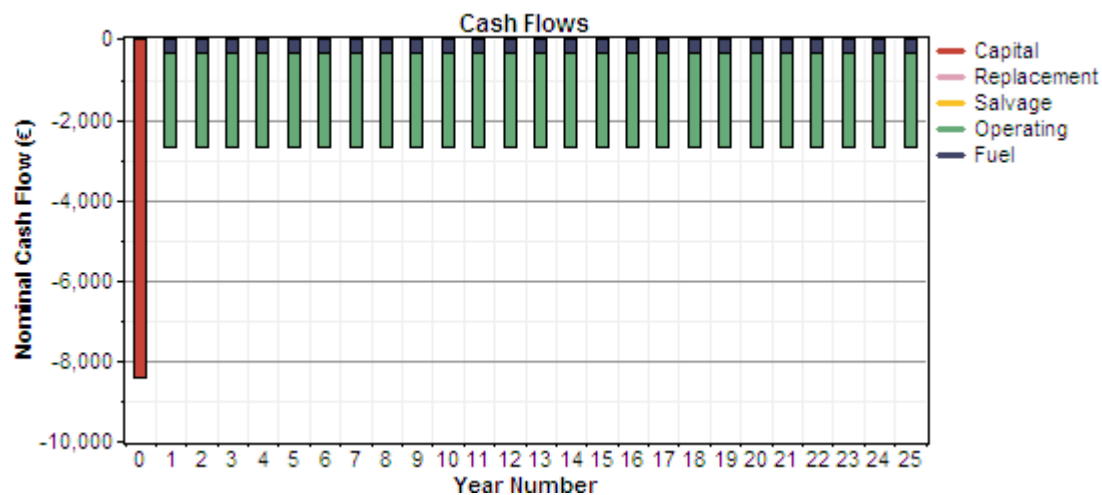
##### 2.2.1. Net Present Costs

Component	Capital	Replacement	O&M	Fuel	Salvage	Total
	(€)	(€)	(€)	(€)	(€)	(€)
MCI	8,400	0	0	4,773	0	13,173
Grid	0	0	21,345	0	0	21,345
Boiler	0	0	0	592	0	592
Other	0	0	15,622	0	0	15,622
System	8,400	0	36,967	5,364	0	50,732



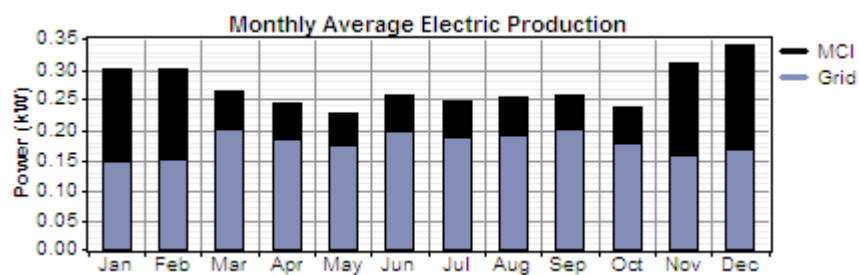
### 2.2.2. Annualized Costs

Component	Capital	Replacement	O&M	Fuel	Salvage	Total
	(€/yr)	(€/yr)	(€/yr)	(€/yr)	(€/yr)	(€/yr)
MCI	538	0	0	306	0	843
Grid	0	0	1,366	0	0	1,366
Boiler	0	0	0	38	0	38
Other	0	0	1,000	0	0	1,000
System	538	0	2,366	343	0	3,247



### 2.3. Electrical

Component	Production	Fraction
	(kWh/yr)	
MCI	804	34%
Grid purchases	1,554	66%
Total	2,358	100%



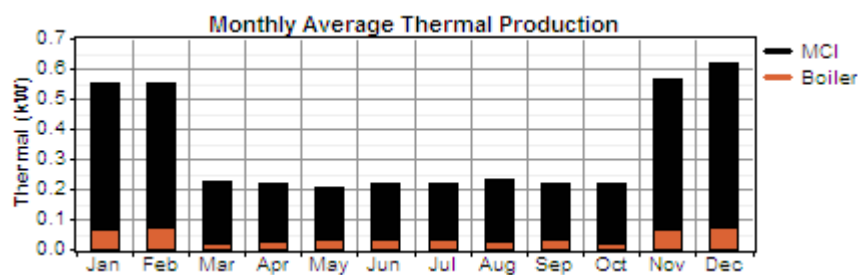
Load	Consumption	Fraction
	(kWh/yr)	
AC primary load	2,000	85%
Grid sales	358	15%
Total	2,358	100%



Quantity	Value	Units
Excess electricity	0.00000107	kWh/yr
Unmet load	0.00	kWh/yr
Capacity shortage	0.00	kWh/yr
Renewable fraction	0.000	

## 2.4. Thermal

Component	Production	Fraction
	(kWh/yr)	
MCI	2,573	87%
Boiler	374	13%
Total	2,946	100%



Load	Consumption	Fraction
	(kWh/yr)	
Thermal load	2,924	100%
Total	2,924	100%

Quantity	Value	Units
Excess thermal energy	22.8	kWh/yr

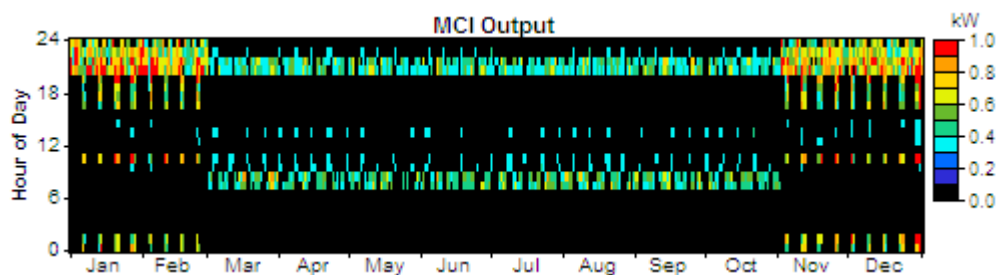
## 2.5. MCI

Quantity	Value	Units
Hours of operation	1,518	hr/yr
Number of starts	675	starts/yr
Operational life	19.8	yr
Capacity factor	9.18	%
Fixed generation cost	-0.00000000930	€/hr
Marginal generation cost	0.380	€/kWhyr



Quantity	Value	Units
Electrical production	804	kWh/yr
Mean electrical output	0.530	kW
Min. electrical output	0.300	kW
Max. electrical output	1.00	kW
Thermal production	2,573	kWh/yr
Mean thermal output	1.69	kW
Min. thermal output	0.960	kW
Max. thermal output	3.20	kW

Quantity	Value	Units
Fuel consumption	382	m <sup>3</sup> /yr
Specific fuel consumption	0.475	m <sup>3</sup> /kWh
Fuel energy input	4,020	kWh/yr
Mean electrical efficiency	20.0	%
Mean total efficiency	84.0	%



## 2.6. Grid

Rate: All

Month	Energy Purchased	Energy Sold	Net Purchases	Peak Demand	Energy Charge	Demand Charge
	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kW)	(€)	(€)
Jan	110	51	59	2	7	91
Feb	100	44	56	2	7	100
Mar	149	21	128	2	14	98
Apr	133	19	114	2	13	103
May	128	19	109	2	12	113
Jun	142	20	122	2	14	115
Jul	139	21	118	2	13	93
Aug	140	23	117	2	13	103
Sep	145	19	125	2	14	103
Oct	131	21	109	2	12	101
Nov	112	48	63	3	8	92
Dec	125	51	74	3	9	120
Annual	1,554	358	1,196	3	135	1,231





## 2.7. Emissions

Pollutant	Emissions (kg/yr)
Carbon dioxide	1,206
Carbon monoxide	0.154
Particulate matter	0.18
Sulfur dioxide	4.61
Nitrogen oxides	1.44

### 3. Caso A3 | Motor Stirling WhisperTech

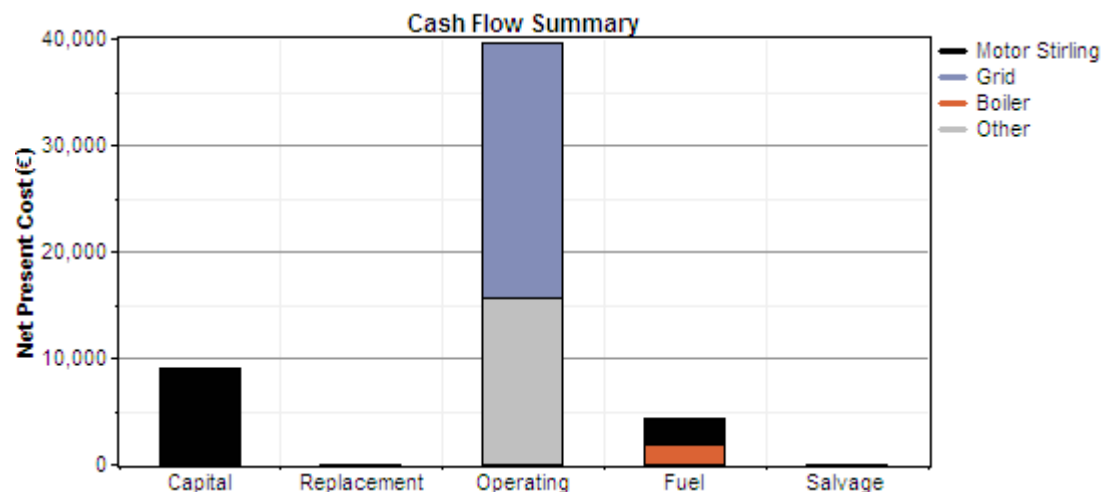
## System Report - 1 residência motor stirling WhisperTech DL68

#### 3.1. System architecture

Motor Stirling	1 kW
Grid	150 kW

#### 3.2. Cost summary

Total net present cost	€ 52,951
Levelized cost of energy	€ 1.556/kWh
Operating cost	€ 2,813/yr



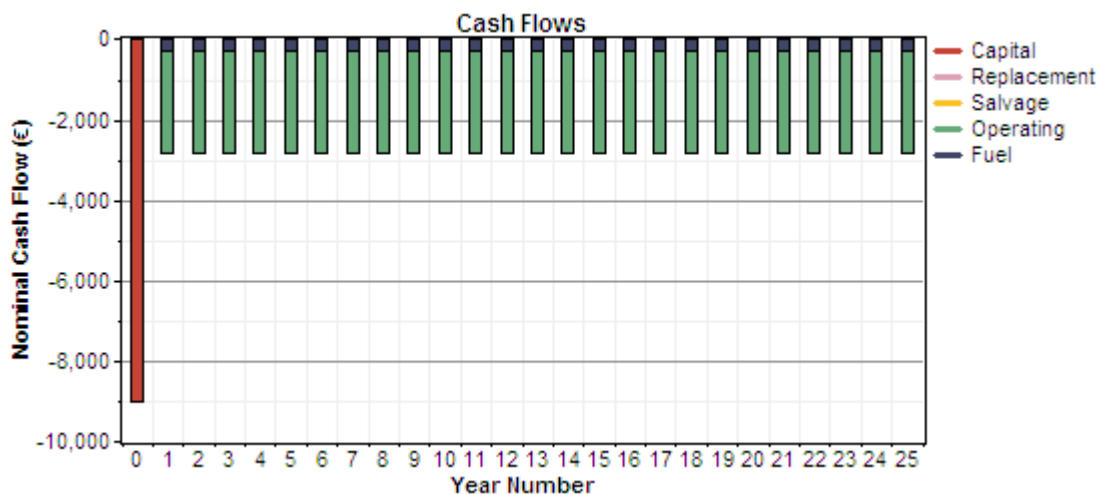
##### 3.2.1. Net Present Costs

Component	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (€)	Fuel (€)	Salvage (€)	Total (€)
Motor Stirling	9,000	0	0	2,495	0	11,495
Grid	0	0	24,019	0	0	24,019
Boiler	0	0	0	1,815	0	1,815
Other	0	0	15,622	0	0	15,622
System	9,000	0	39,641	4,310	0	52,951



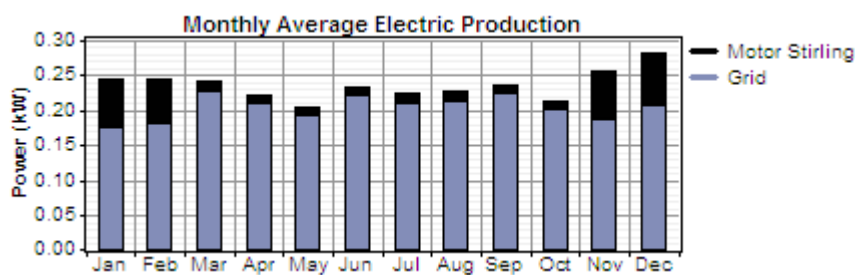
### 3.2.2. Annualized Costs

Component	Capital	Replacement	O&M	Fuel	Salvage	Total
	(€/yr)	(€/yr)	(€/yr)	(€/yr)	(€/yr)	(€/yr)
Motor Stirling	576	0	0	160	0	736
Grid	0	0	1,538	0	0	1,538
Boiler	0	0	0	116	0	116
Other	0	0	1,000	0	0	1,000
System	576	0	2,538	276	0	3,390



### 3.3. Electrical

Component	Production	Fraction
	(kWh/yr)	
Motor Stirling	269	13%
Grid purchases	1,779	87%
Total	2,048	100%



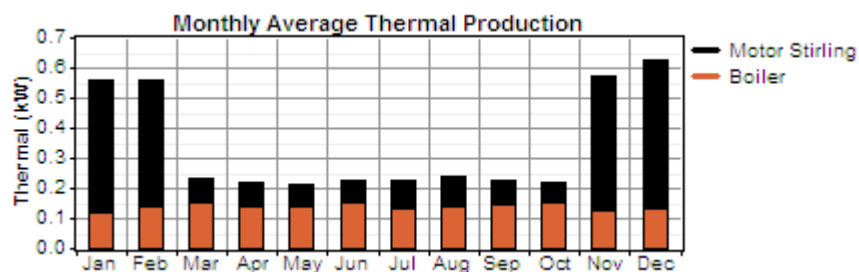
Load	Consumption	Fraction
	(kWh/yr)	
AC primary load	2,000	98%
Grid sales	48	2%
Total	2,048	100%



Quantity	Value	Units
Excess electricity	0.000000358	kWh/yr
Unmet load	0.00	kWh/yr
Capacity shortage	0.00	kWh/yr
Renewable fraction	0.000	

### 3.4. Thermal

Component	Production	Fraction
	(kWh/yr)	
Motor Stirling	1,775	59%
Boiler	1,223	41%
Total	2,998	100%



Load	Consumption	Fraction
	(kWh/yr)	
Thermal load	2,924	100%
Total	2,924	100%

Quantity	Value	Units
Excess thermal energy	74.7	kWh/yr

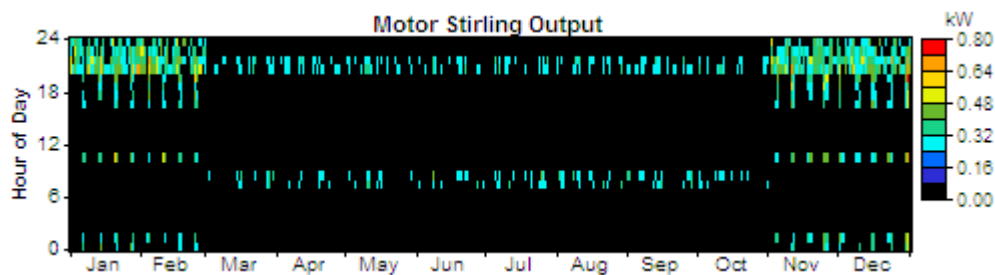
### 3.5. Motor Stirling

Quantity	Value	Units
Hours of operation	766	hr/yr
Number of starts	376	starts/yr
Operational life	104	yr
Capacity factor	3.07	%
Fixed generation cost	-0.0000317	€/hr
Marginal generation cost	0.594	€/kWhyr



Quantity	Value	Units
Electrical production	269	kWh/yr
Mean electrical output	0.351	kW
Min. electrical output	0.300	kW
Max. electrical output	0.780	kW
Thermal production	1,775	kWh/yr
Mean thermal output	2.32	kW
Min. thermal output	1.98	kW
Max. thermal output	5.15	kW

Quantity	Value	Units
Fuel consumption	213	m3/yr
Specific fuel consumption	0.791	m3/kWh
Fuel energy input	2,241	kWh/yr
Mean electrical efficiency	12.0	%
Mean total efficiency	91.2	%



### 3.6. Grid

Rate: All

Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Purchases (kWh)	Peak Demand (kW)	Energy Charge (€)	Demand Charge (€)
Jan	131	9	121	2	13	101
Feb	121	7	114	3	12	118
Mar	169	2	166	2	18	106
Apr	150	1	148	2	16	112
May	143	2	141	2	15	121
Jun	158	2	156	2	17	125
Jul	155	3	152	2	17	96
Aug	157	3	154	2	17	111
Sep	160	2	158	2	17	112
Oct	149	2	147	2	16	109
Nov	134	8	127	3	14	111
Dec	153	8	146	3	16	127
Annual	1,779	48	1,731	3	189	1,349



### 3.7. Emissions

Pollutant	Emissions (kg/yr)
Carbon dioxide	1,340
Carbon monoxide	0.466
Particulate matter	0.274
Sulfur dioxide	5.61
Nitrogen oxides	2.78



## 4. Caso A4 | Motor Stirling Solo Stirling 161

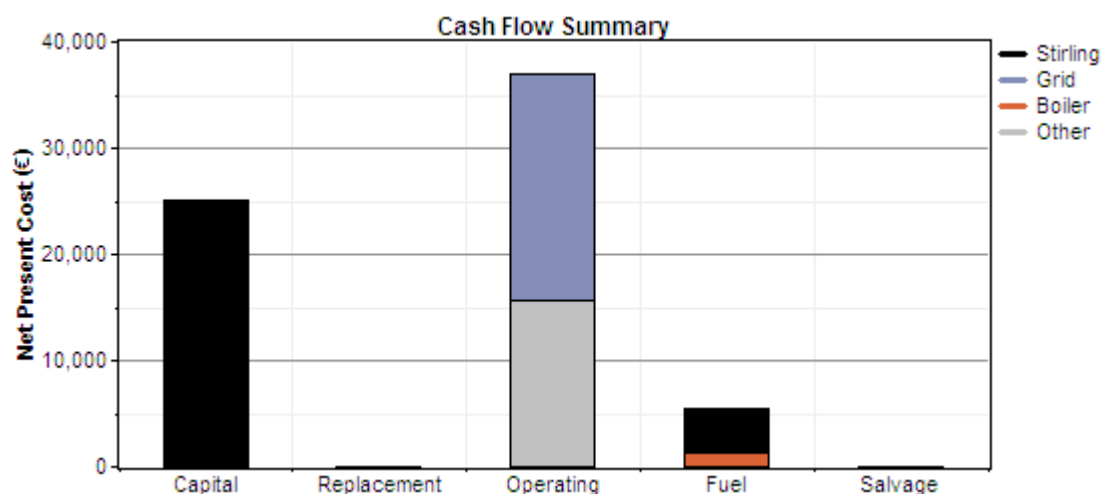
### System Report - 1 residência Solo Stirling 161 DL68

#### 4.1. System architecture

Stirling	2 kW
Grid	150 kW

#### 4.2. Cost summary

Total net present cost	€ 67,407
Levelized cost of energy	€ 2.009/kWh
Operating cost	€ 2,715/yr



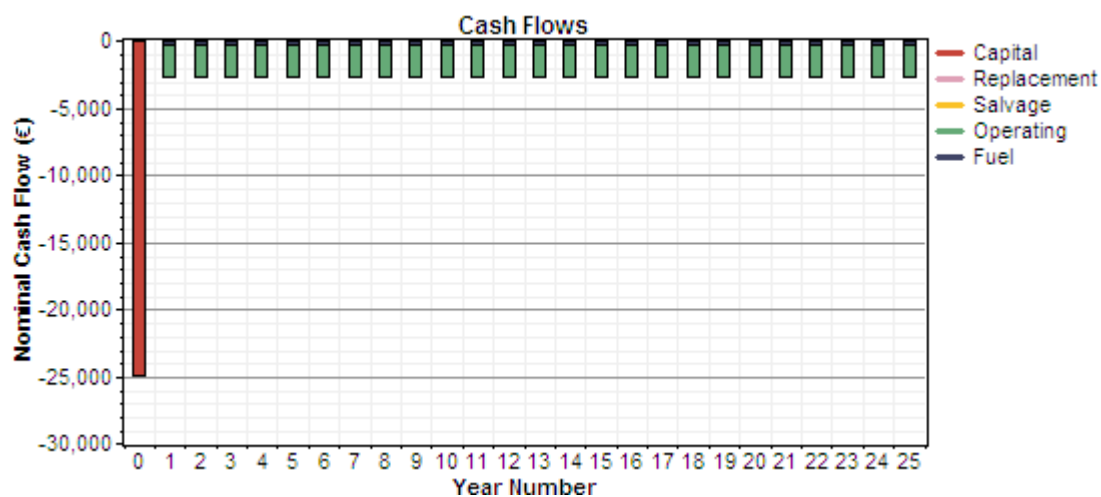
##### 4.2.1. Net Present Costs

Component	Capital	Replacement	O&M	Fuel	Salvage	Total
	(€)	(€)	(€)	(€)	(€)	(€)
Stirling	25,000	0	0	4,136	0	29,136
Grid	0	0	21,297	0	0	21,297
Boiler	0	0	0	1,351	0	1,351
Other	0	0	15,622	0	0	15,622
System	25,000	0	36,919	5,487	0	67,407



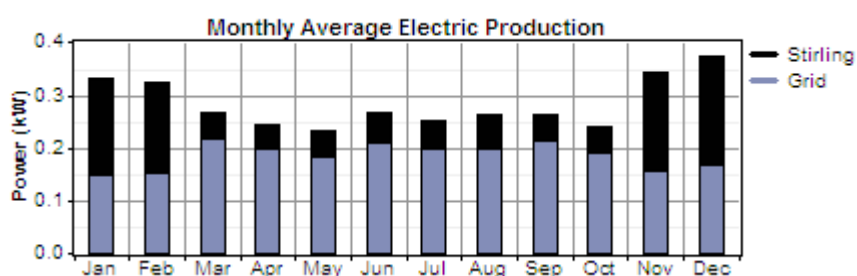
#### 4.2.2. Annualized Costs

Component	Capital	Replacement	O&M	Fuel	Salvage	Total
	(€/yr)	(€/yr)	(€/yr)	(€/yr)	(€/yr)	(€/yr)
Stirling	1,600	0	0	265	0	1,865
Grid	0	0	1,363	0	0	1,363
Boiler	0	0	0	87	0	87
Other	0	0	1,000	0	0	1,000
System	1,600	0	2,363	351	0	4,315



#### 4.3. Electrical

Component	Production	Fraction
	(kWh/yr)	
Stirling	836	34%
Grid purchases	1,635	66%
Total	2,471	100%



Load	Consumption	Fraction
	(kWh/yr)	
AC primary load	2,000	81%
Grid sales	471	19%
Total	2,471	100%

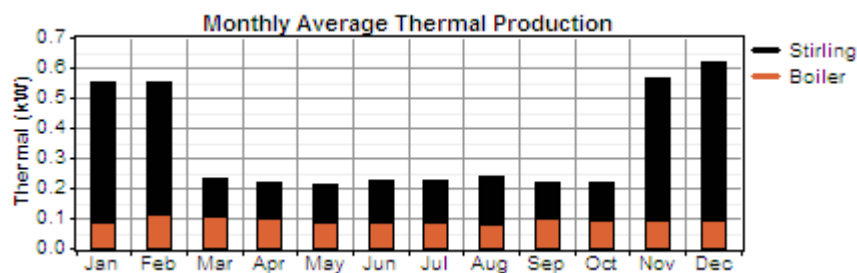




Quantity	Value	Units
Excess electricity	0.00	kWh/yr
Unmet load	0.00	kWh/yr
Capacity shortage	0.00	kWh/yr
Renewable fraction	0.000	

#### 4.4. Thermal

Component	Production	Fraction
	(kWh/yr)	
Stirling	2,118	71%
Boiler	854	29%
Total	2,972	100%



Load	Consumption	Fraction
	(kWh/yr)	
Thermal load	2,924	100%
Total	2,924	100%

Quantity	Value	Units
Excess thermal energy	48.3	kWh/yr

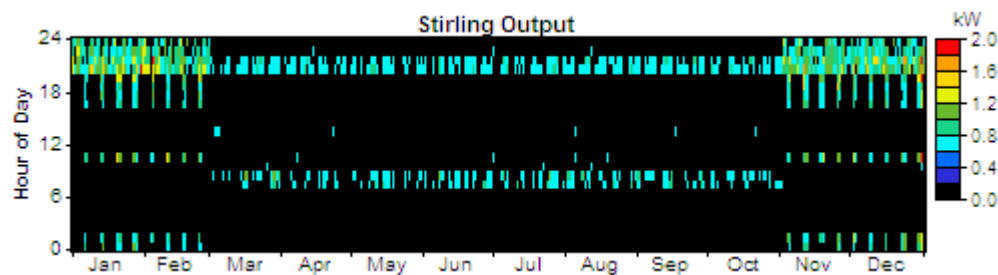
#### 4.5. Stirling

Quantity	Value	Units
Hours of operation	1,038	hr/yr
Number of starts	491	starts/yr
Operational life	77.1	yr
Capacity factor	4.77	%
Fixed generation cost	0.000202	€/hr
Marginal generation cost	0.317	€/kWhyr



Quantity	Value	Units
Electrical production	836	kWh/yr
Mean electrical output	0.805	kW
Min. electrical output	0.600	kW
Max. electrical output	2.00	kW
Thermal production	2,118	kWh/yr
Mean thermal output	2.04	kW
Min. thermal output	1.52	kW
Max. thermal output	5.07	kW

Quantity	Value	Units
Fuel consumption	331	m3/yr
Specific fuel consumption	0.396	m3/kWh
Fuel energy input	3,483	kWh/yr
Mean electrical efficiency	24.0	%
Mean total efficiency	84.8	%



#### 4.6. Grid

Rate: All

Month	Energy Purchased	Energy Sold	Net Purchases	Peak Demand	Energy Charge	Demand Charge
	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kW)	(€)	(€)
Jan	110	76	34	2	4	80
Feb	102	61	41	3	5	97
Mar	163	22	141	2	16	106
Apr	143	18	126	2	14	98
May	137	22	115	2	13	121
Jun	151	25	125	2	14	115
Jul	148	24	124	2	14	96
Aug	147	29	119	2	13	103
Sep	154	22	132	2	15	112
Oct	142	22	119	2	13	109
Nov	113	72	41	3	5	95
Dec	125	77	48	3	6	101
Annual	1,635	471	1,165	3	131	1,233



#### 4.7. Emissions

Pollutant	Emissions (kg/yr)
Carbon dioxide	1,204
Carbon monoxide	0.130
Particulate matter	0.172
Sulfur dioxide	4.55
Nitrogen oxides	1.41



## 5. Caso A5 | CC AHEAD

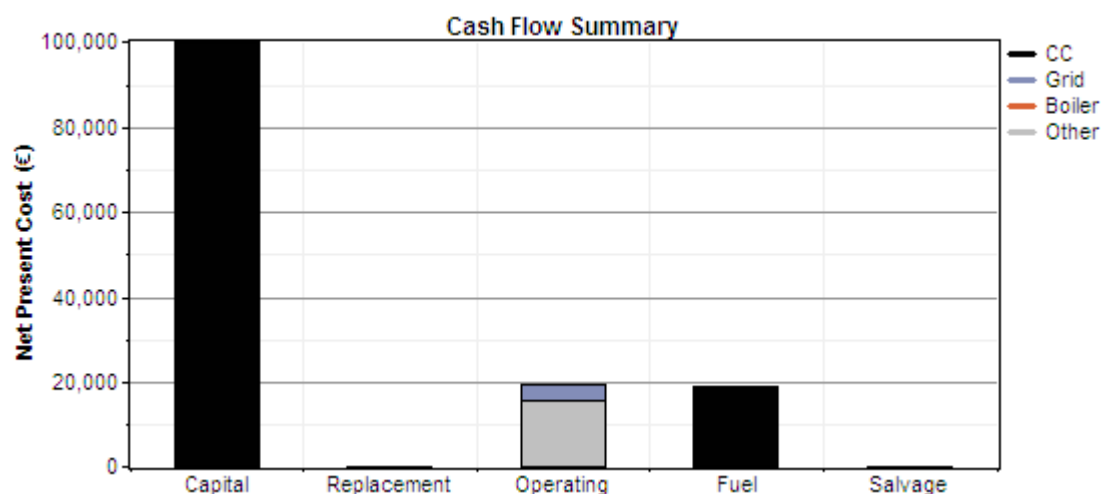
### System Report - 1 residência CC AHEAD DL68

#### 5.1. System architecture

Célula de Combustível	2.5 kW
Grid	150 kW

#### 5.2. Cost summary

Total net present cost	€ 138,086
Levelized cost of energy	€ 4.271/kWh
Operating cost	€ 2,438/yr



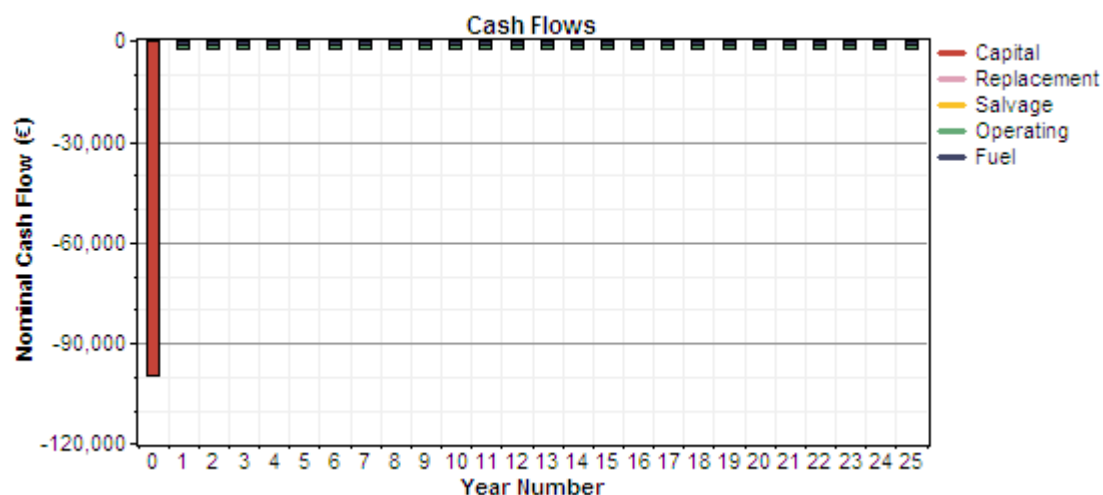
##### 5.2.1. Net Present Costs

Component	Capital	Replacement	O&M	Fuel	Salvage	Total
	(€)	(€)	(€)	(€)	(€)	(€)
Célula de Combustível	100,000	0	0	18,650	0	118,650
Grid	0	0	3,658	0	0	3,658
Boiler	0	0	0	155	0	155
Other	0	0	15,622	0	0	15,622
System	100,000	0	19,280	18,806	0	138,086



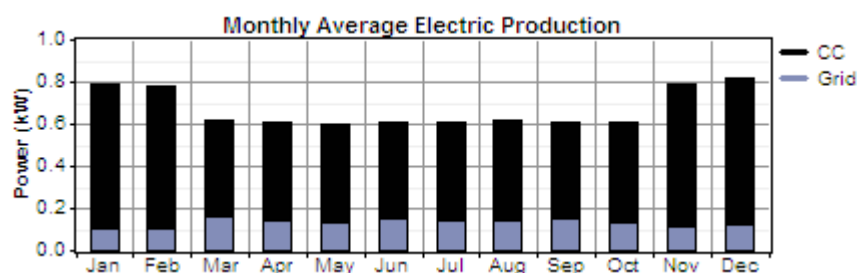
### 5.2.2. Annualized Costs

Component	Capital	Replacement	O&M	Fuel	Salvage	Total
	(€/yr)	(€/yr)	(€/yr)	(€/yr)	(€/yr)	(€/yr)
Célula de Combustível	6,401	0	0	1,194	0	7,595
Grid	0	0	234	0	0	234
Boiler	0	0	0	10	0	10
Other	0	0	1,000	0	0	1,000
System	6,401	0	1,234	1,204	0	8,839



### 5.3. Electrical

Component	Production	Fraction
	(kWh/yr)	
CC	4,713	80%
Grid purchases	1,173	20%
Total	5,886	100%



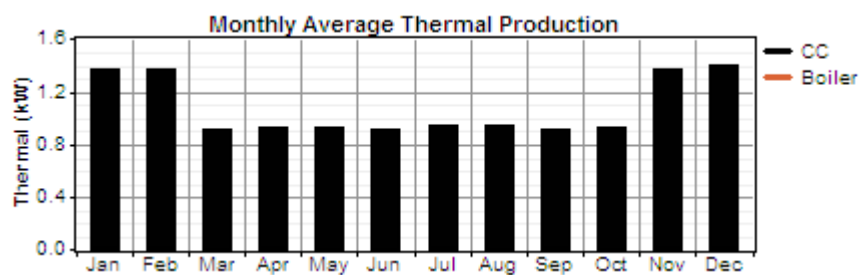
Load	Consumption	Fraction
	(kWh/yr)	
AC primary load	2,000	34%
Grid sales	3,886	66%
Total	5,886	100%



Quantity	Value	Units
Excess electricity	0.00	kWh/yr
Unmet load	0.00	kWh/yr
Capacity shortage	0.00	kWh/yr
Renewable fraction	0.000	

## 5.4. Thermal

Component	Production	Fraction
	(kWh/yr)	
CC	9,346	99%
Boiler	98	1%
Total	9,444	100%



Load	Consumption	Fraction
	(kWh/yr)	
Thermal load	2,924	100%
Total	2,924	100%

Quantity	Value	Units
Excess thermal energy	6,521	kWh/yr

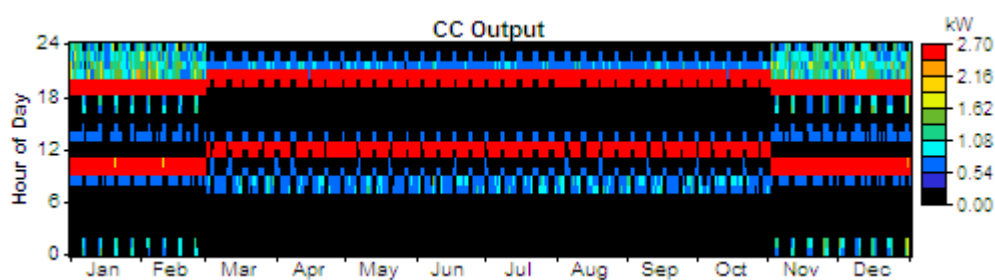
## 5.5. Célula de Combustível

Quantity	Value	Units
Hours of operation	2,899	hr/yr
Number of starts	1,084	starts/yr
Operational life	10.3	yr
Capacity factor	21.5	%
Fixed generation cost	0.000163	€/hr
Marginal generation cost	0.253	€/kWhyr



Quantity	Value	Units
Electrical production	4,713	kWh/yr
Mean electrical output	1.63	kW
Min. electrical output	0.750	kW
Max. electrical output	2.50	kW
Thermal production	9,346	kWh/yr
Mean thermal output	3.22	kW
Min. thermal output	1.49	kW
Max. thermal output	4.96	kW

Quantity	Value	Units
Fuel consumption	1,492	m3/yr
Specific fuel consumption	0.317	m3/kWh
Fuel energy input	15,709	kWh/yr
Mean electrical efficiency	30.0	%
Mean total efficiency	89.5	%



## 5.6. Grid

Rate: All

Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Purchases (kWh)	Peak Demand (kW)	Energy Charge (€)	Demand Charge (€)
Jan	76	415	-339	2	-102	70
Feb	70	369	-299	3	-90	88
Mar	117	285	-168	2	-61	94
Apr	103	280	-177	2	-63	98
May	98	297	-199	2	-68	104
Jun	110	277	-167	2	-60	107
Jul	108	294	-186	2	-65	96
Aug	108	296	-188	2	-67	98
Sep	110	273	-163	2	-59	104
Oct	102	296	-194	2	-68	100
Nov	80	396	-317	3	-96	81
Dec	91	408	-317	3	-97	89
Annual	1,173	3,886	-2,713	3	-894	1,128



## 5.7. Emissions

Pollutant	Emissions (kg/yr)
Carbon dioxide	1,123
Carbon monoxide	-0.243
Particulate matter	-0.407
Sulfur dioxide	0.078
Nitrogen oxides	-3.23





## Anexo F | Relatório de sistema do HOMER para o edifício residencial

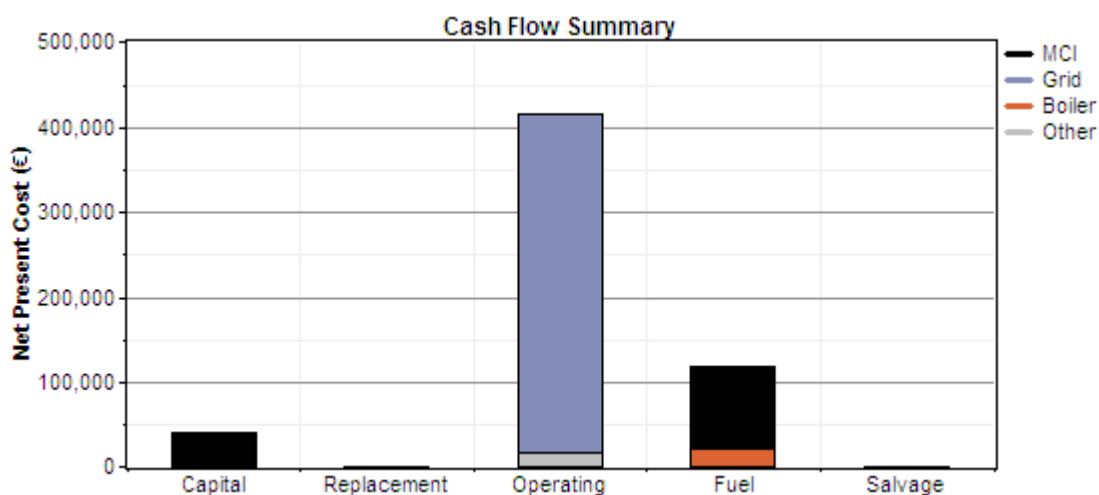
### System Report – MCI Edifício Residencial EC POWER

#### 1. System architecture

MCI	15.2 kW
Grid	150 kW

#### 2. Cost summary

Total net present cost	€ 572,137
Levelized cost of energy	€ 0.765/kWh
Operating cost	€ 34,063/yr



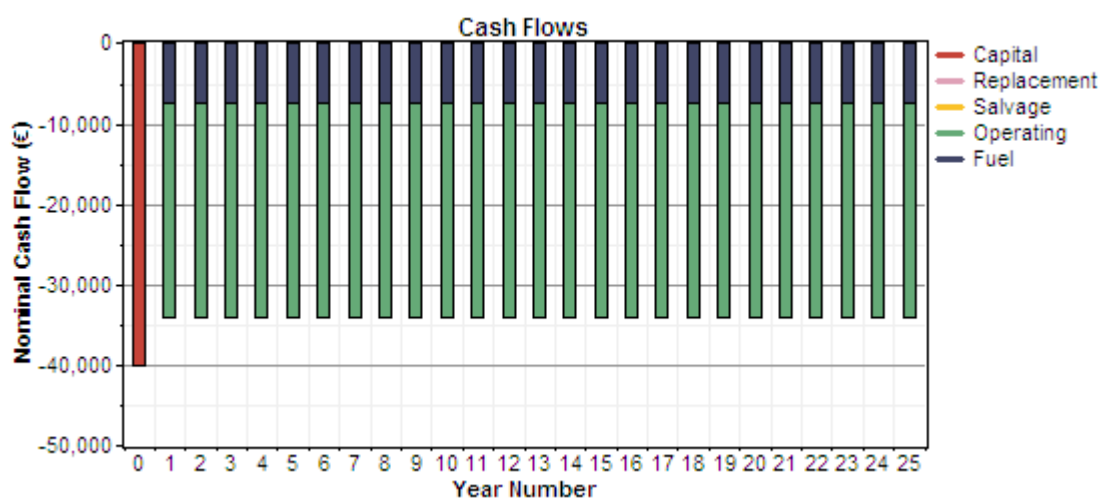
#### 2.1. Net Present Costs

Component	Capital	Replacement	O&M	Fuel	Salvage	Total
	(€)	(€)	(€)	(€)	(€)	(€)
MCI	40,000	0	0	96,123	0	136,123
Grid	0	0	399,191	0	0	399,191
Boiler	0	0	0	21,201	0	21,201
Other	0	0	15,622	0	0	15,622
System	40,000	0	414,813	117,324	0	572,137



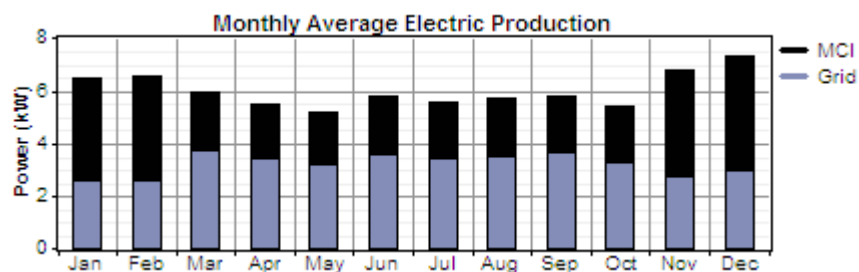
## 2.2. Annualized Costs

Component	Capital	Replacement	O&M	Fuel	Salvage	Total
	(€/yr)	(€/yr)	(€/yr)	(€/yr)	(€/yr)	(€/yr)
MCI	2,560	0	0	6,153	0	8,713
Grid	0	0	25,553	0	0	25,553
Boiler	0	0	0	1,357	0	1,357
Other	0	0	1,000	0	0	1,000
System	2,560	0	26,553	7,510	0	36,624



## 3. Electrical

Component	Production	Fraction
	(kWh/yr)	
MCI	24,293	46%
Grid purchases	28,254	54%
Total	52,547	100%



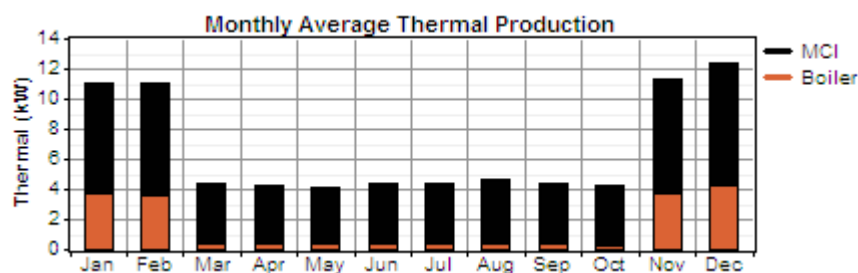


Load	Consumption	Fraction
	(kWh/yr)	
AC primary load	40,150	76%
Grid sales	12,397	24%
Total	52,547	100%

Quantity	Value	Units
Excess electricity	0.0000315	kWh/yr
Unmet load	0.00	kWh/yr
Capacity shortage	0.00	kWh/yr
Renewable fraction	0.000	

#### 4. Thermal

Component	Production	Fraction
	(kWh/yr)	
MCI	45,335	77%
Boiler	13,393	23%
Total	58,727	100%



Load	Consumption	Fraction
	(kWh/yr)	
Thermal load	58,400	100%
Total	58,400	100%

Quantity	Value	Units
Excess thermal energy	327	kWh/yr

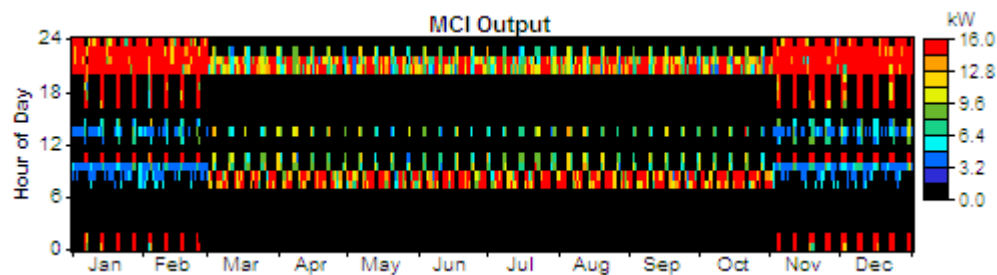
#### 5. MCI

Quantity	Value	Units
Hours of operation	2,108	hr/yr
Number of starts	899	starts/yr
Operational life	14.2	yr
Capacity factor	18.2	%
Fixed generation cost	0.0000394	€/hr
Marginal generation cost	0.253	€/kWhyr



Quantity	Value	Units
Electrical production	24,293	kWh/yr
Mean electrical output	11.5	kW
Min. electrical output	4.56	kW
Max. electrical output	15.2	kW
Thermal production	45,335	kWh/yr
Mean thermal output	21.5	kW
Min. thermal output	8.51	kW
Max. thermal output	28.4	kW

Quantity	Value	Units
Fuel consumption	7,691	m3/yr
Specific fuel consumption	0.317	m3/kWh
Fuel energy input	80,961	kWh/yr
Mean electrical efficiency	30.0	%
Mean total efficiency	86.0	%



## 6. Grid

Rate: All

Month	Energy Purchased	Energy Sold	Net Purchases	Peak Demand	Energy Charge	Demand Charge
	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kW)	(€)	(€)
Jan	1,913	1,395	518	35	66	1,756
Feb	1,735	1,267	468	45	62	2,050
Mar	2,780	883	1,897	39	201	1,846
Apr	2,461	820	1,641	40	171	1,938
May	2,366	869	1,497	49	157	2,151
Jun	2,600	851	1,748	45	184	2,178
Jul	2,568	882	1,686	40	179	1,715
Aug	2,602	940	1,662	37	173	1,955
Sep	2,624	803	1,822	42	193	1,955
Oct	2,440	921	1,520	42	157	1,913
Nov	1,956	1,363	594	48	78	1,851
Dec	2,209	1,403	806	56	101	2,522
Annual	28,254	12,397	15,857	56	1,722	23,831



## 7. Emissions

Pollutant	Emissions (kg/yr)
Carbon dioxide	21,888
Carbon monoxide	1.99
Particulate matter	2.38
Sulfur dioxide	76.7
Nitrogen oxides	19.2



## Anexo G | Relatório de sistema do HOMER para o edifício de serviços

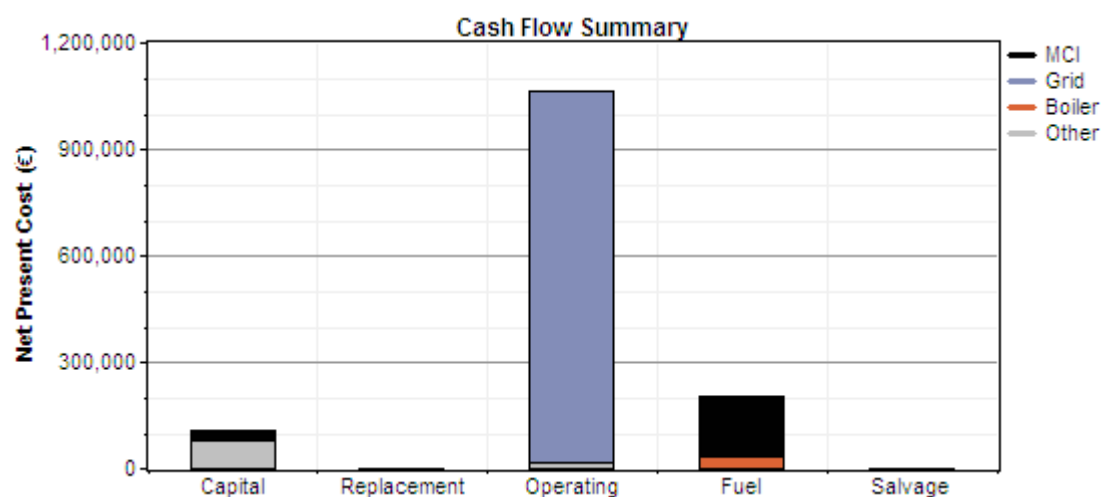
### System Report - Escola final com MCHP

#### 1. System architecture

MCI	48 kW
Grid	150 kW

#### 2. Cost summary

Total net present cost	€ 1,376,419
Levelized cost of energy	€ 0.462/kWh
Operating cost	€ 81,066/yr



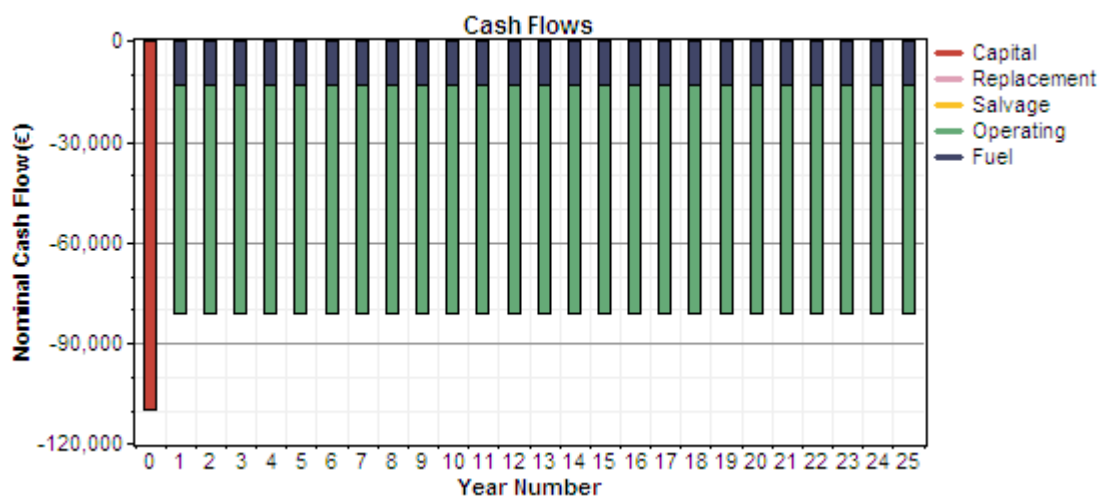
#### 2.1. Net Present Costs

Component	Capital	Replacement	O&M	Fuel	Salvage	Total
	(€)	(€)	(€)	(€)	(€)	(€)
MCI	30,000	0	0	170,957	0	200,957
Grid	0	0	1,047,228	0	0	1,047,228
Boiler	0	0	0	32,612	0	32,612
Other	80,000	0	15,622	0	0	95,622
System	110,000	0	1,062,851	203,569	0	1,376,419



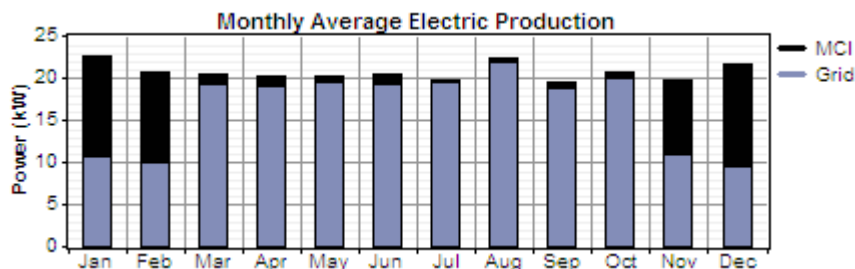
## 2.2. Annualized Costs

Component	Capital	Replacement	O&M	Fuel	Salvage	Total
	(€/yr)	(€/yr)	(€/yr)	(€/yr)	(€/yr)	(€/yr)
MCI	1,920	0	0	10,943	0	12,864
Grid	0	0	67,035	0	0	67,035
Boiler	0	0	0	2,088	0	2,088
Other	5,121	0	1,000	0	0	6,121
System	7,041	0	68,035	13,031	0	88,107



## 3. Electrical

Component	Production	Fraction
	(kWh/yr)	
MCI	36,008	20%
Grid purchases	145,597	80%
Total	181,605	100%

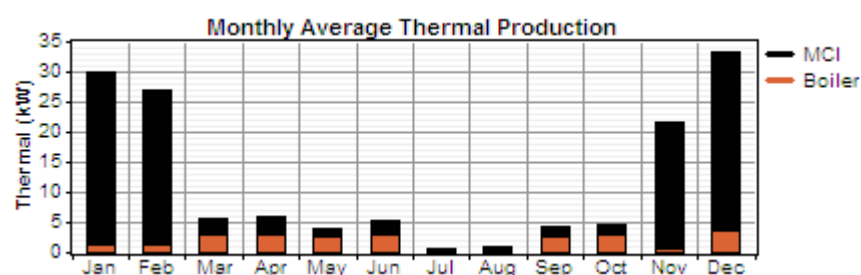




Load	Consumption	Fraction
	(kWh/yr)	
AC primary load	166,075	91%
Grid sales	15,530	9%
Total	181,605	100%
Quantity	Value	Units
Excess electricity	0.0000267	kWh/yr
Unmet load	0.00	kWh/yr
Capacity shortage	0.00	kWh/yr
Renewable fraction	0.000	

#### 4. Thermal

Component	Production	Fraction
	(kWh/yr)	
MCI	86,387	83%
Boiler	17,854	17%
Total	104,241	100%



Load	Consumption	Fraction
	(kWh/yr)	
Thermal load	97,455	100%
Total	97,455	100%
Quantity	Value	Units
Excess thermal energy	6,786	kWh/yr

#### 5. MCI

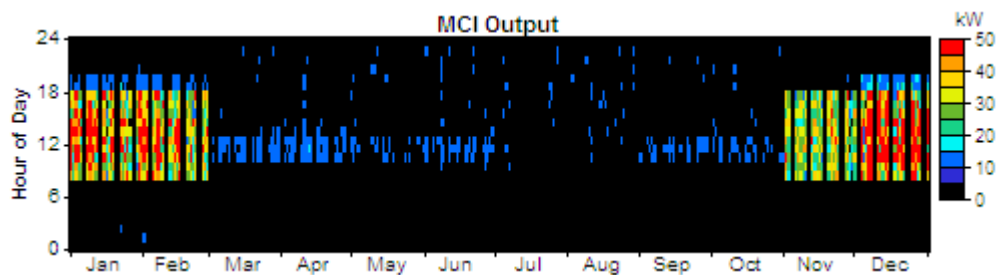
Quantity	Value	Units
Hours of operation	1,269	hr/yr
Number of starts	292	starts/yr
Operational life	63.0	yr
Capacity factor	8.56	%
Fixed generation cost	-0.000119	€/hr
Marginal generation cost	0.304	€/kWhyr





Quantity	Value	Units
Electrical production	36,008	kWh/yr
Mean electrical output	28.4	kW
Min. electrical output	14.4	kW
Max. electrical output	48.0	kW
Thermal production	86,387	kWh/yr
Mean thermal output	68.1	kW
Min. thermal output	34.5	kW
Max. thermal output	115	kW

Quantity	Value	Units
Fuel consumption	13,679	m <sup>3</sup> /yr
Specific fuel consumption	0.380	m <sup>3</sup> /kWh
Fuel energy input	143,992	kWh/yr
Mean electrical efficiency	25.0	%
Mean total efficiency	85.0	%



## 6. Grid

Rate: All

Month	Energy Purchased	Energy Sold	Net Purchases	Peak Demand	Energy Charge	Demand Charge
	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kW)	(€)	(€)
Jan	8,043	4,343	3,701	53	153	4,661
Feb	6,703	3,473	3,230	49	141	4,096
Mar	14,408	0	14,408	55	1,428	5,010
Apr	13,660	0	13,660	54	1,338	4,692
May	14,590	0	14,590	54	1,460	4,431
Jun	13,870	0	13,870	54	1,374	4,552
Jul	14,551	0	14,551	54	1,483	4,618
Aug	16,295	0	16,295	54	1,659	4,657
Sep	13,598	0	13,598	54	1,361	4,691
Oct	14,966	0	14,966	54	1,482	4,438
Nov	7,859	2,708	5,152	52	384	4,678
Dec	7,054	5,007	2,047	54	-34	4,281
Annual	145,597	15,530	130,067	55	12,228	54,807



## 7. Emissions

Pollutant	Emissions (kg/yr)
Carbon dioxide	82,586
Carbon monoxide	13.6
Particulate matter	19.5
Sulfur dioxide	374
Nitrogen oxides	157